

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А.Андряс  
подпись    инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство

код - наименование направления

**Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Укрепление  
потенциально-неустойчивых массивов горных склонов в местах  
примыкания плотины**

тема

Руководитель \_\_\_\_\_ Н.Н.Королькова  
подпись, дата    должность, ученая степень    инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ А.В. Сюсюра  
подпись, дата    инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Укрепление потенциально-неустойчивых массивов горных склонов в местах примыкания плотины.»

Консультанты по разделам:  
Консультант руководителя

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Организация и производство  
гидротехнических работ

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

---

подпись, дата                      инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общие сведения.....	10
2 Водно-энергетические расчеты .....	11
2.1 Исходные данные .....	11
2.2 Гидрологические расчеты. Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	15
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года ( $P = 50\%$ ).....	18
2.2.2 Выбор расчётного маловодного года ( $P = 90\%$ ).....	19
2.3 Обработка данных по энергосистеме .....	20
2.4 Определение места существующих ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы .....	23
2.4.1 Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы.....	23
2.4.2 Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями .....	25
2.5 Водно-энергетический расчет.....	26
2.5.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	26
2.5.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	29
2.5.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году .....	33
2.6 Баланс мощностей энергосистемы .....	38
2.6.1 Определение установленной мощности проектируемой станции .....	38
2.6.2 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС и тепловых станций.....	39
2.6.3 Капитальные ремонты оборудования.....	39
2.7 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования..	42
2.7.1 Построение режимного поля.....	42
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	45
3.1 Выбор возможных типов гидротурбин .....	45
3.2 Определение параметров турбин.....	45
3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.....	50
3.4 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы .....	50
3.5 Выбор гидрогенератора.....	52
3.6 Выбор МНУ .....	54
4 Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла .....	56
4.1 Определение класса сооружения .....	56
4.2 Гидравлические расчеты .....	56

4.3	Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий .....	57
4.4	Определение отметки гребня водослива .....	59
4.5	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном случае .....	61
4.6	Построение практического профиля водослива .....	62
4.7	Определение типа сопряжения бьефов .....	63
4.8	Расчет дальности отлета струи и глубины размыва .....	64
4.9	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы....	66
4.10	Определение отметки гребня плотины.....	67
	4.10.1 Расчет отметки гребня плотины при основном и особом сочетании нагрузок	67
	4.10.2 Расчет отметки гребня бетонной плотины .....	71
	4.10.3 Расчет отметки гребня быка.....	71
4.11	Конструирование плотины.....	71
	4.11.1 Определение ширины подошвы плотины .....	71
	4.11.2 Элементы подземного контура плотины.....	72
	4.11.3 Дренаж.....	72
	4.11.4 Разрезка плотины на секции .....	73
	4.11.5 Разрезка плотины на столбы .....	73
	4.11.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	74
	4.11.7 Гаситель энергии воды .....	74
4.12	Статистические расчеты водосливной плотины. Основные нагрузки, действующие на водосливную плотину.....	74
	4.12.1 Вес водосливной плотины.....	74
	4.12.2 Вес быка .....	75
	4.12.3 Вес затвора водосливной плотины .....	75
	4.12.4 Фильтрационное давление на подошву плотины, фильтрационный расчёт подземного контура.....	76
	4.12.5 Взвешивающее давление на подошву плотины.....	76
	4.12.6 Гидростатическое давление воды со стороны ВБ.....	77
	4.12.7 Гидростатическое давление со стороны НБ.....	77
	4.12.8 Давление наносов .....	77
	4.12.9 Волновое давление .....	78
4.13	Сбор нагрузок .....	78
4.14	Расчет прочности плотины.....	79
	4.14.1 Расчет напряжений в контактном сечении водосливном плотины...	79
	4.14.2 Оценка прочности плотины .....	81
4.15	Расчет устойчивости плотины .....	82
4.16	Расчет высоты перемычек 1-й очереди .....	82
5	Технология гидротехнического строительства .....	84
	5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах.....	84
	5.2 I этап— возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла ..	84
	5.2.1 Расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло ..	85

5.2.2	Определение тип и конструкции перемычек .....	86
5.2.3	Осушение котлована 1-й очереди .....	88
5.2.4	Земельно-скальные работы .....	88
5.2.5	Определение объемов земельно-скальных работ для врезки в берега глухих секций плотины.....	89
5.2.6	Буровзрывные работы .....	91
5.3	Бетонные работы .....	92
5.3.1	Водосливная плотина до отм. 319,5 м I этапа .....	92
5.3.2	Бетонные работы разделительной стенки .....	93
5.3.3	Здание ГЭС.....	93
5.3.4	Водосливная плотина верхняя часть и правобережная глухая часть плотины	93
5.3.5	Нижняя часть станционной плотины .....	93
5.3.6	Верхняя часть станционной плотины и левобережной глухой части плотины	93
5.4	Арматурные работы .....	94
5.5	Опалубочные работы.....	94
5.6	Подбор вида опалубки.....	95
5.7	Приготовление бетонной смеси, подача бетонной смеси в блок.....	95
5.8	Подготовка блоков к бетонированию, уход за бетоном.....	97
5.9	Расчет пропуски расчетного строительного расхода II очереди через донные отверстия .....	98
5.9.1	Определение минимально допустимого количества донных отверстий из условия неразмываемости русла реки .....	98
5.9.2	Определение количества отверстий строительного периода для пропуска максимального строительного расхода $Q_{стр}$ .....	99
5.9.3	Определение отметок гребня перемычек II очереди .....	100
5.10	Второй этап – перекрытие русла .....	100
5.11	Третий этап наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища .....	102
5.12	Четвертый этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов.....	102
5.13	Пятый этап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов	103
5.14	Определение объемов работ .....	103
6	Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и охране окружающей среды .....	106
6.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	106
6.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	107
6.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	109
6.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	110

6.5	Техника безопасности .....	111
6.6	Противопожарная безопасность .....	113
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации 115	
7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	115
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	115
7.3	Налоговые расходы .....	118
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности...	119
7.5	Оценка инвестиционного проекта .....	120
7.6	Коммерческая эффективность .....	120
8	Укрепление потенциально-неустойчивых массивов горных склонов в местах примыкания плотины.....	122
8.1	Общие сведения о местах примыкания .....	122
8.2	Проблемы в местах примыкания .....	123
8.3	Способ укрепления потенциально-неустойчивых массивов .....	125
8.4	Технология установки преднапряженных анкеров .....	127
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>133</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты .....</b>	<b>135</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование .....</b>	<b>137</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Гидротехнических сооружений в составе гидроузла.....</b>	<b>140</b>

## Сокращенный паспорт ГЭС

1. Наименование ГЭС (ГУ)	Усть-Жунская ГЭС
2. Местонахождение ГЭС	Республика Коми, городской округ Вуктыл
3. Тип проектируемой установки	Гидравлическая электростанция
4. Характерные расходы воды:	
а) среднемноголетний	252 м <sup>3</sup> /с
б) всех турбин	249 м <sup>3</sup> /с
в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0.01%	1291 м <sup>3</sup> /с
г) минимальный	60 м <sup>3</sup> /с
5. Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока	годовой
б) отметка НПУ	389,0 м
в) отметка УМО	384,6 м
г) объем полный	31,4 км <sup>3</sup>
д) объем полезный	12,01 км <sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:	
а) максимальный	80,7 м
б) расчетный	75,0 м
в) минимальный	72,7 м
7. Энергетические характеристики:	
а) мощность установленная	162,4 МВт
б) мощность гарантированная	152 МВт
в) среднемноголетняя выработка	0,654 млрд кВт·ч
г) число часов использования установленной мощности	6000 ч
8. Плотина:	
а) левобережная	глухая бетонная
б) станционная часть	глухая бетонная
в) правобережная	глухая бетонная
г) общая длина	666,1 м
д) максимальная высота	93,0 м

9. Водосбросные сооружения	
а) тип	бетонная водосливная плотина
б) число и размеры пролетов	3 по 11 м
в) тип гасителя	отлет струи
г) общая длина	55 м
д) максимальная высота	90 м
10. Здание ГЭС	
а) тип здания	приплотинное
б) число агрегатов	3шт
в) грунты в основании	песчаник
г) тип спиральной камеры	железобетонная круглая
11. Основное оборудование:	
а) тип турбин	радиально-осевые
б) диаметр турбин	3 м
в) тип генераторов	СВ-808/130-26У4
г) мощность генераторов	64,7 МВА
д) частота вращения	250об/мин
12. Технико-экономические показатели:	
а) удельные капиталовложения	70100руб/Квт
б) себестоимость энергии	0,29руб/Квт·ч
в) срок окупаемости	7 лет



## ВВЕДЕНИЕ

Река Щугор - горная река в Республике Коми, правый приток реки Печоры, берет начало на западном склоне Северного Урала. Территория Республики Коми расположена на северо-востоке Восточно-Европейской платформы, сложенной осадочными породами, здесь выделяются крупные тектонические структуры: складчатые сооружения - Тиманская гряда и Уральские горы.

Согласно прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, на период до 2036 года, основными направлениями в сфере развития промышленности Республики Коми являются: устойчивый рост промышленного производства и повышение его социально-экономической эффективности в добывающем секторе, наибольшую долю в котором занимают производство нефти и газа и добыча угля. Основными направлениями деятельности являются:

- освоение нового Верхнесырьягинского угольного месторождения участка "Промежуточный" и строительство разреза производственной мощностью по добыче 300 тыс. тонн угля в год, на энергетические цели марки Т;

- созданием новых мощностей лесопильных производств, переработка низкосортной древесины; повышение использования отходов лесопиления в биоэнергетике, развитие производства топливных гранул и брикетов;

- увеличение производство бумаги и бумажных изделий;

- объемы производство нефтепродуктов останутся на оптимальном уровне, позволяющим обеспечить потребности региона и реализовать продукцию на территории Республики Коми и в близлежащих регионах Северо-Западного федерального округа, объем переработки в 2,0 млн. тонн нефти в год.

Для обеспечения успешной реализации потенциала развития Северо-Западного федерального округа, а также энергетической безопасности России в целом, создания стратегического резерва мощностей, дальнейшего развития энергосистемы и создания в перспективе международной энергетической инфраструктуры необходимо строительство гидроэлектростанций.

Целью данной бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор, поиск оптимальных проектных решений.

## 1 Общие сведения

Створ Усть-Жунской ГЭС будет расположен на реке Щугор, в Вуктыльском районе Республики Коми, в 60 километрах выше по течению от поселка Усть-Щугер.

Река берет начало в одном из самых глухих мест, в районе «полюса относительной недоступности» Северного Урала. Исток находится на высоте более 450 метров над уровнем моря

Климат в Республики Коми суровый, умеренно-континентальный. Зима продолжительная, холодная, лето короткое и прохладное в северных районах, на юге тёплое. Средняя температура января:  $-20^{\circ}\text{C}$ , средняя температура июля:  $+15^{\circ}$ . Осадки: от 700 мм в год. Летом циклоническая активность снижается, осенью вновь возрастает, вследствие чего увеличивается количество осадков, понижается температура.

Климат: лето короткое, а в северных районах холодное; зима многоснежная, продолжительная и морозная. В течение года выпадает значительное количество осадков, превышающих испарение.

Зима на территории республики холодная и является самым продолжительным периодом.

Холодный период года на северо-востоке республики продолжается 230-250 дней, на юге 170-180 дней. По мере продвижения к северо-востоку возрастает не только продолжительность холодного периода, но и его суровость. В отдельные дни при вторжениях арктического воздуха, температура может понизиться до  $-55$  на севере и в центральной части, а на юге республики до  $-45$ .

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Усть-Жунской ГЭС равна 7 баллам по шкале МСК-64. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений установлено, что на участке расположения Усть-Жунской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 7 баллов.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

Энергосистема: Северо-Запад;  
Годовой максимум нагрузки: 23390 МВт;  
Число часов использования установленной мощности: 6000 ч;  
Установленная мощность существующих ГЭС: 2900 МВт;  
Гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме: 2430 МВт; по лету: 2125 МВт;  
Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%;  
Схема использования реки: сомкнутый каскад;  
Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,73;  
Коэффициент мощности: 8,7;  
Потери напора в подводящих сооружениях:  $\Delta h = 1,5$  м;  
НПУ гидроузла:  $Z = 389$  м;  
ДНО гидроузла:  $Z = 305$  м;  
Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды их водохранилища

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	20	22	21	70	480	530	70	70	70	35	30	22
Потребление	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	1	1
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	0	0
Льдообразование	-1	0	0	3	7	4	0	0	0	-1	-3	-6

Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Щугор с 1936 г.г. по 1969 г.г. представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м<sup>3</sup>/с) реки Щугор

года	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1969	25	29	26	66	612	684	109	107	84	34	43	26
1970	28	28	26	99	510	762	92	65	99	50	37	30
1971	41	33	29	125	747	975	127	130	109	58	41	37
1972	18	30	21	104	433	710	79	61	98	44	32	23
1973	29	30	28	70	562	699	94	85	86	48	39	23
1974	24	20	18	86	518	468	56	92	70	44	34	16
1975	23	26	21	67	729	500	72	86	88	51	38	26
1976	17	25	29	64	632	535	61	75	58	37	34	20
1977	30	27	48	135	664	790	137	145	111	63	54	48

Окончаниетаблицы 2.2

года	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1978	19	30	23	66	619	590	107	88	90	38	26	31
1979	22	25	33	93	707	893	118	82	128	53	46	33
1980	19	23	23	90	632	408	52	56	72	41	33	17
1981	35	29	35	77	698	584	91	125	126	56	50	32
1982	35	24	25	104	849	854	85	87	80	50	32	36
1983	31	32	37	77	540	702	95	123	119	57	33	24
1984	25	28	24	63	658	652	76	71	103	46	25	24
1985	27	26	28	79	751	454	68	103	76	34	28	28
1986	29	19	17	77	665	686	99	93	96	33	26	18
1987	21	18	17	55	458	609	86	61	56	33	21	17
1988	17	14	18	60	498	484	71	69	75	35	24	13
1989	35	44	43	86	675	816	137	111	148	69	53	40
1990	26	19	25	94	528	525	87	88	89	40	38	30
1991	33	36	36	104	632	595	105	105	85	60	46	30
1992	40	42	28	109	723	876	89	82	103	67	55	31
1993	27	23	20	100	630	488	117	90	100	55	41	33
1994	43	30	41	147	651	983	137	105	115	75	39	42
1995	26	20	33	114	792	461	79	67	90	45	25	19
1996	18	22	24	66	519	545	77	53	76	45	21	25
1997	36	29	23	129	590	634	98	96	95	37	32	24
1998	26	20	21	55	521	494	82	89	60	40	36	28
1999	34	25	21	98	512	505	111	109	96	42	34	32
2000	18	28	21	74	481	647	61	73	77	39	37	29
2001	23	34	22	96	805	639	108	96	81	44	27	32
2002	27	19	22	105	554	732	89	85	72	45	42	18
2003	26	34	39	105	761	986	90	144	107	56	35	41
2004	15	23	15	83	433	535	79	82	73	31	27	14
2005	19	20	27	69	740	437	108	82	82	46	29	26
2006	40	31	37	144	681	846	127	109	128	68	49	35
2007	23	22	30	86	613	479	81	57	97	45	33	26
2008	18	20	25	75	608	393	61	59	64	41	31	21
2009	23	20	16	57	541	594	49	73	82	40	33	19
2010	34	25	27	89	636	795	130	120	85	49	39	24
2011	31	49	44	104	793	814	97	111	165	58	42	40

В качестве суточных графиков нагрузки для лета и зимы приняты реальные графики нагрузки энергосистемы «Северо-Запада» за 25 июля и 25 декабря 2015 г. соответственно, взятые с официального сайта системного оператора ЕЭС. Суточные графики нагрузки приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Суточные графики нагрузки для зимнего и летнего периодов

За лето		За зиму	
25-07-2015 00:00	9181	25-12-2015 00:00	12602
25-07-2015 01:00	8856	25-12-2015 01:00	12070
25-07-2015 02:00	8317	25-12-2015 02:00	11989
25-07-2015 03:00	7962	25-12-2015 03:00	11956
25-07-2015 04:00	7871	25-12-2015 04:00	11942
25-07-2015 05:00	7872	25-12-2015 05:00	11936
25-07-2015 06:00	7864	25-12-2015 06:00	12095
25-07-2015 07:00	8014	25-12-2015 07:00	12818
25-07-2015 08:00	8299	25-12-2015 08:00	13022
25-07-2015 09:00	8510	25-12-2015 09:00	13230
25-07-2015 10:00	8687	25-12-2015 10:00	13473
25-07-2015 11:00	8714	25-12-2015 11:00	13477
25-07-2015 12:00	8692	25-12-2015 12:00	13466
25-07-2015 13:00	8694	25-12-2015 13:00	13448
25-07-2015 14:00	8666	25-12-2015 14:00	13525
25-07-2015 15:00	8660	25-12-2015 15:00	13530
25-07-2015 16:00	8641	25-12-2015 16:00	13563
25-07-2015 17:00	8651	25-12-2015 17:00	13531
25-07-2015 18:00	8670	25-12-2015 18:00	13558
25-07-2015 19:00	8596	25-12-2015 19:00	13510
25-07-2015 20:00	8624	25-12-2015 20:00	13448
25-07-2015 21:00	8723	25-12-2015 21:00	13149
25-07-2015 22:00	8648	25-12-2015 22:00	13070
25-07-2015 23:00	8692	25-12-2015 23:00	12927
26-07-2015 00:00	8507	26-12-2015 00:00	12172

Координаты кривых связи и уровней в нижнем бьефе Усть-Жунской ГЭС представлены в таблице 2.4. Кривая зависимости расходов от уровней воды р. Щугор в створе сооружения Усть-Жунской ГЭС показана на рисунке 2.1. Координаты кривой объемов Усть-Жунского водохранилища представлены в таблице 2.5. Кривая объемов Усть-Жунского водохранилища представлена на рисунке 2.2.

Таблица 2.4 – Кривая связи расходов в нижнем бьефе

$n$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	$n$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	305	0,0	8	312	423,3
2	306	30,0	9	313	670,9
3	307	65,0	10	314	991,6
4	308	105,0	11	315	1412,5
5	309	152,0	12	316	1963,0
6	310	216,0	13	317	2323,0
7	311	303,0			

Таблица 2.5 – Кривые связи объёмов и площадей затопления водохранилища

$Z_{ВБ}, \text{ м}$	$V, \text{ км}^3$
305	0,0
313	3,7
321	5,9
329	8,1
337	10,3
345	12,7
353	15,4
361	18,3
369	21,5
377	25,1
385	29,2
393	33,8
401	38,9

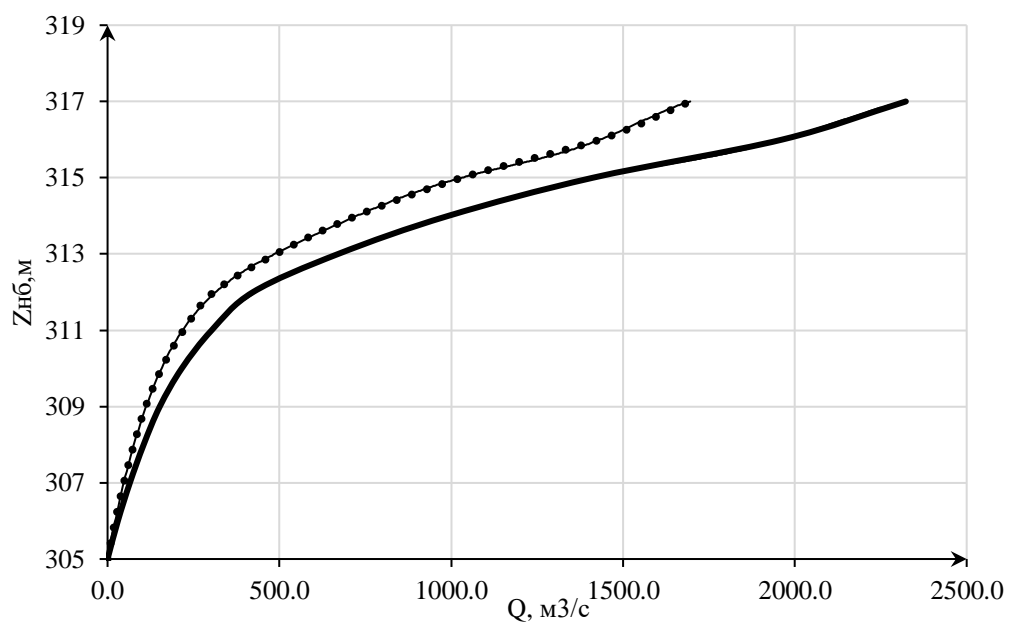


Рисунок 2.1 –Кривая зависимости расходов от уровней воды р. Щугор в створе сооружения Усть-Жунской ГЭС

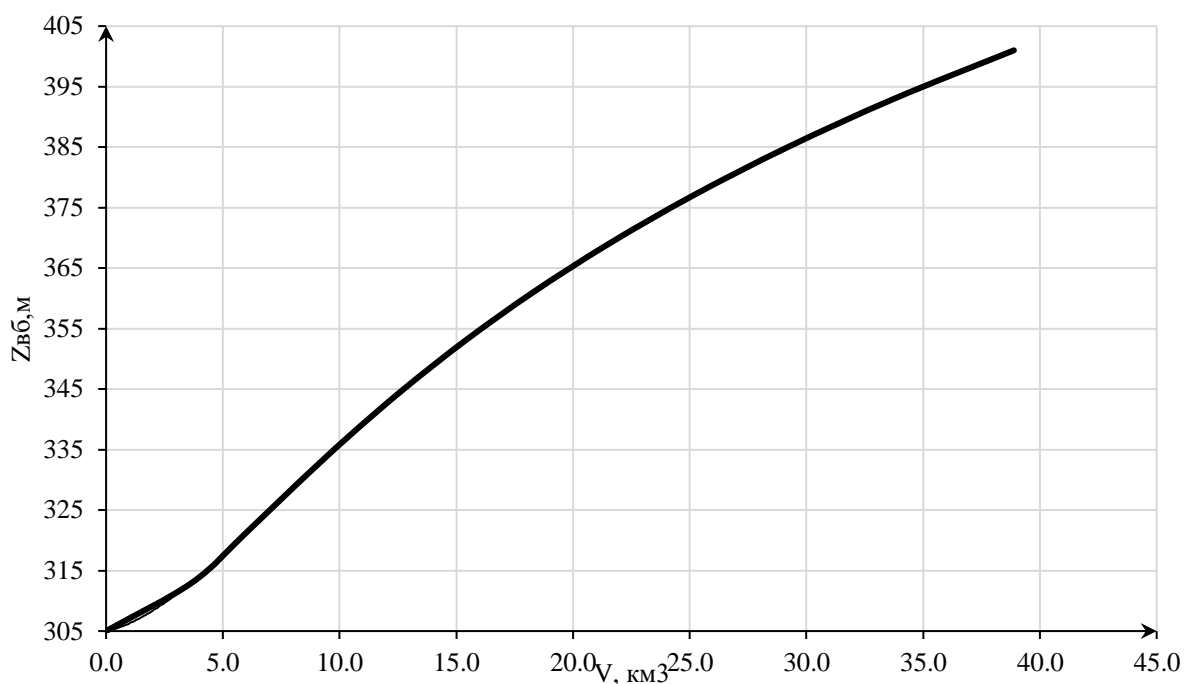


Рисунок 2.2 – Кривая объемов Усть-Жунского водохранилища

## 2.2 Гидрологические расчеты. Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Рассчитаем коэффициент зарегулированности стока

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где  $V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}$  – полезный объем водохранилища;  $\bar{W}$  – среднее многолетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объема водохранилища, зададим приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 35%, т.е.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 389,0 - 305,0 = 84,0 \text{ м} \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 30\% \cdot H = 0,30 \cdot 84,0 = 25,2 \text{ м} \quad (2.3)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \Delta H = 389,0 - 25,2 = 363,8 \text{ м} \quad (2.4)$$

тогда полезный объём

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 31,42 - 19,41 = 12,01 \text{ км}^3 \quad (2.5)$$

где  $V_{\text{НПУ}}$  и  $V_{\text{УМО}}$  – определены по кривой связи объёма водохранилища от УВБ, который представлен на рисунке 2.3.

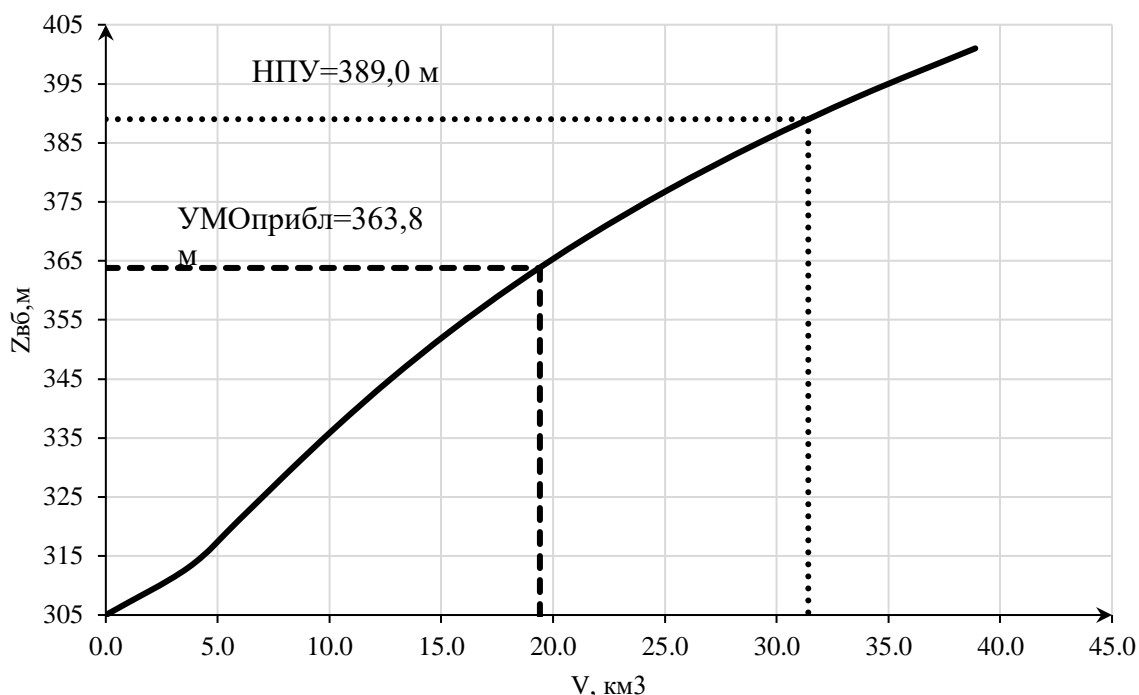


Рисунок 2.3 – Кривая связи объемов с намеченными отметками НПУ и УМО

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда остальные месяцы составят маловодный период (табл.2.6). Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья.

К периоду половодья относятся месяца, выделенные зеленым цветом.

К периоду межени относятся остальные месяца.

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.6) вычисляем обеспеченности. Результаты представлены в табл. 2.6.

Кривые обеспеченности определяются по формуле

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

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

$n$  – общее число членов ряда, в нашем случае  $n = 51$ .



Таблица 2.6 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	год ср.	Qср. г.	год.пав.	Qср.пав	ГОД меж.	Qср.меж.	P,%
1	1971	204	2003	874	1977	80	2,27
2	2003	202	1971	861	1994	77	4,55
3	1994	201	1982	852	2006	77	6,82
4	2011	196	1994	817	1989	77	9,09
5	2006	191	2011	804	2011	74	11,36
6	1982	188	1979	800	1971	73	13,64
7	1989	188	1992	800	2003	68	15,91
8	1977	188	2006	764	1981	66	18,18
9	1992	187	1989	746	1992	65	20,45
10	1979	186	1977	727	1991	64	22,73
11	2010	171	2001	722	1979	63	25,00
12	2001	167	2010	716	1983	63	27,27
13	1981	162	1986	676	2010	62	29,55
14	1983	156	1984	655	1993	61	31,82
15	1991	156	1969	648	1999	60	34,09
16	1986	155	2002	643	1997	60	36,36
17	1969	154	1981	641	2001	56	38,64
18	1970	152	1970	636	1982	56	40,91
19	1997	152	1973	631	1970	55	43,18
20	2002	151	1995	627	1969	55	45,45
21	1984	150	1983	621	1990	54	47,73
22	1973	149	1975	615	1973	53	50,00
23	1995	148	1991	614	2002	52	52,27
24	1975	144	1997	612	1978	52	54,55
25	1978	144	1978	605	1995	52	56,82
26	1993	144	1985	603	1972	51	59,09
27	1985	142	2005	589	2005	51	61,36
28	2005	140	1976	584	1986	51	63,64
29	1972	138	1972	572	2007	50	65,91
30	1999	135	2009	568	1975	50	68,18
31	2007	133	2000	564	1985	50	70,45
32	1990	132	1993	559	1984	49	72,73
33	1976	132	2007	546	1974	46	75,00
34	2000	132	1987	534	1998	46	77,27
35	2009	129	1996	532	2000	46	79,55
36	1996	124	1990	527	2004	44	81,82
37	1998	123	1980	520	1996	43	84,09
38	1980	122	1999	509	1980	43	86,36
39	1987	121	1998	508	1976	42	88,64
40	1974	121	2008	501	2008	42	90,91
41	2008	118	1974	493	2009	41	93,18
42	2004	118	1988	491	1988	40	95,45
43	1988	115	2004	484	1987	39	97,73

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.4.

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

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности посредством коэффициента приведения (корректировки).

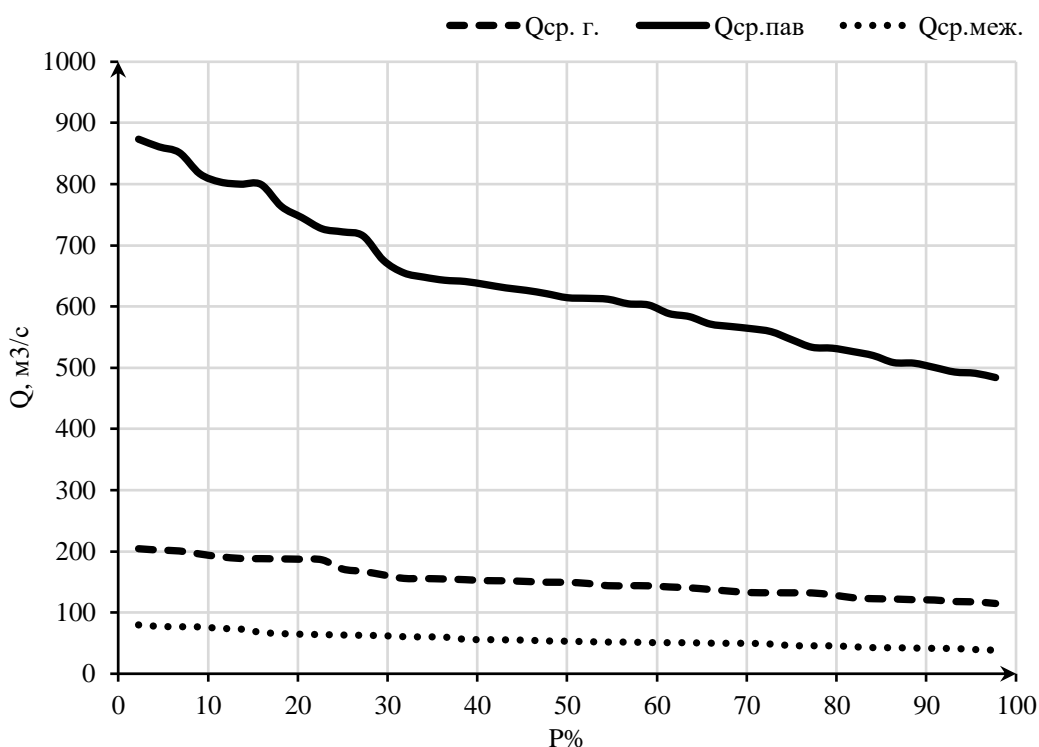


Рисунок 2.4 – Эмпирические кривые обеспеченности

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

Для заданной расчетной обеспеченности 50% по таблице 2.6 (где ранжированы в порядке убывания расходы и указан соответствующий каждому расходу год) расчётный средневодный год не совпадает с обеспеченностью среднеполоводного и среднемеженного годов. По кривой обеспеченности годовых расходов и по таблице 2.1 определяем год расчетной обеспеченности 50%: 1984 г. (47,73%) и 1973 г. (50,00%). Вычисляем коэффициент приведения для половодья и межени: 1984 г. ( $P = 47,73\%$ )

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1983}}{Q_{\text{пол}1984}} = \frac{621}{655} = 0,948, \quad (2.7)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1990}}{Q_{\text{меж}1984}} = \frac{54}{49} = 1,105. \quad (2.8)$$

1973г. (P = 50,00 %)

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1975}}{Q_{\text{пол}1973}} = \frac{615}{631} = 0,975, \quad (2.9)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1973}}{Q_{\text{меж}1973}} = \frac{53}{53} = 1,00. \quad (2.10)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1973г.

### 2.2.2 Выбор расчётного маловодного года (P = 90%)

Для заданной расчётной обеспеченности 90% по таблице 2.6 расчётный маловодный год не совпадает с обеспеченностью среднеполоводного и среднемеженного годов. По кривой обеспеченности годовых расходов и по таблице 2.1 определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1987г. (88,64%) и 1974г. (90,91%). Вычисляем коэффициенты приведения для половодья и межени.

1987 г. (P = 88,64 %)

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1998}}{Q_{\text{пол}1987}} = \frac{508}{534} = 0,902, \quad (2.11)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1976}}{Q_{\text{меж}1987}} = \frac{42}{39} = 1,091. \quad (2.12)$$

1974 г. (P = 90,91 %)

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}2008}}{Q_{\text{пол}1974}} = \frac{501}{493} = 1,015, \quad (2.13)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}2008}}{Q_{\text{меж}1974}} = \frac{42}{46} = 0,902. \quad (2.14)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1987г. с обеспеченностью 88,64 % , т.к. коэффициент приведения по межени данного года ближе к 1.

Выбрав окончательно расчётные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты.

Результаты представлены в таблице 2.7–2.8.

Таблица 2.7 – Расчётные гидрографы средневодного и маловодного годов

P, %	годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
90%	1987	21	18	17	55	458	609	86	61	56	33	21	17
50%	1973	29	30	28	70	562	699	94	85	86	48	39	23

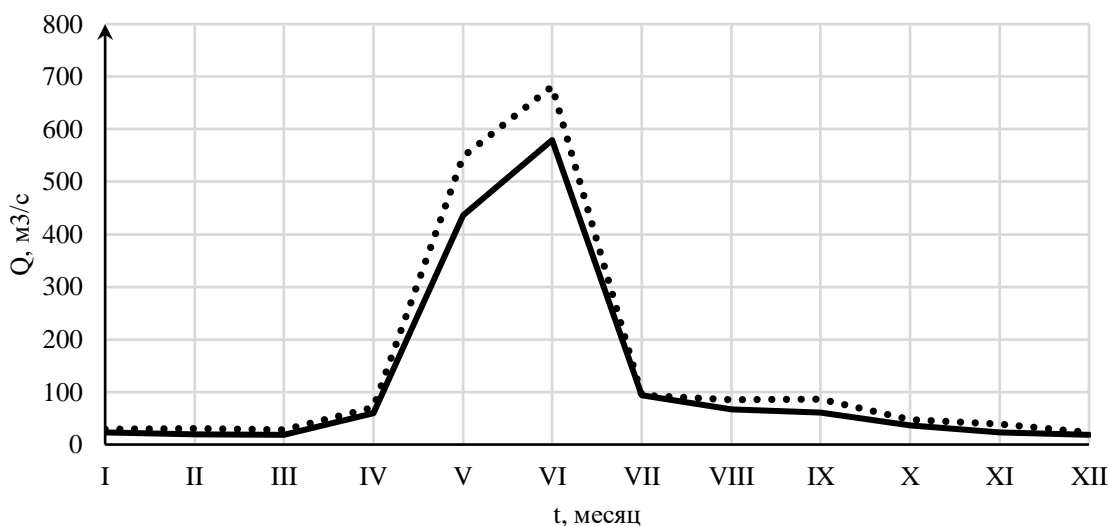
Таблица 2.8 – Расчетный маловодный год (P=90%) без приведения и с приведением

Месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
$Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	458	609	86	61	56	33	21	17	21	18	17	55
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	436	579	94	67	61	36	23	19	23	20	19	60

Таблица 2.9 – Расчетный средневодный год (P=50%) без приведения и с приведением и корректировкой

Месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Q 50%	562	699	94	85	86	48	39	23	29	30	28	70
Q 50% при	548	681	94	85	86	48	39	23	29	30	28	70

Гидрографы представлены на рисунке 2.5.



..... год 50% обеспеченности 1973 г. — год 90% обеспеченности 1987 г.

Рисунок 2.5 – Графики расчётных гидрографов с приведением и корректировкой

### 2.3 Обработка данных по энергосистеме

Требуется по имеющимся данным: суточный график нагрузки, годовой максимум нагрузки энергосистемы, энергосистема и число часов

использования годового максимума нагрузки, построить графики нагрузки энергосистемы (суточный и годовой) и определить место существующих ГЭС в энергосистеме.

Построение суточных графиков нагрузки, используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы [3], построим суточный график нагрузки для летнего (таблица 2.10, рисунок 2.6) и зимнего периодов (таблица 2.11, рисунок 2.7).

Таблица 2.10 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода.

Часы лето	Р ген, МВт	Рранж, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч	Р, МВт	$\mathcal{E}$ , МВт·ч
25.07.2015 0:00	9181	9181	325,0	1	325	325
25.07.2015 1:00	8856	8856	133,0	2	266	591
25.07.2015 2:00	8317	8723	9,0	3	27	618
25.07.2015 3:00	7962	8714	20,0	4	80	698
25.07.2015 4:00	7871	8694	2,0	5	10	708
25.07.2015 5:00	7872	8692	0,0	6	0	708
25.07.2015 6:00	7864	8692	5,0	7	35	743
25.07.2015 7:00	8014	8687	17,0	8	136	879
25.07.2015 8:00	8299	8670	4,0	9	36	915
25.07.2015 9:00	8510	8666	6,0	10	60	975
25.07.2015 10:00	8687	8660	9,0	11	99	1074
25.07.2015 11:00	8714	8651	3,0	12	36	1110
25.07.2015 12:00	8692	8648	7,0	13	91	1201
25.07.2015 13:00	8694	8641	17,0	14	238	1439
25.07.2015 14:00	8666	8624	28,0	15	420	1859
25.07.2015 15:00	8660	8596	86,0	16	1376	3235
25.07.2015 16:00	8641	8510	193,0	17	3281	6516
25.07.2015 17:00	8651	8317	18,0	18	324	6840
25.07.2015 18:00	8670	8299	285,0	19	5415	12255
25.07.2015 19:00	8596	8014	52,0	20	1040	13295
25.07.2015 20:00	8624	7962	90,0	21	1890	15185
25.07.2015 21:00	8723	7872	1,0	22	22	15207
25.07.2015 22:00	8648	7871	7,0	23	161	15368
25.07.2015 23:00	8692	7864	7864,0	24	188736	204104

Таблица 2.11 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода.

Часы зима	Р ген, МВт	Рранж, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт·ч	Р, МВт	$\mathcal{E}$ , МВт·ч
25.12.2015 0:00	12602	13563	5	1	5	5
25.12.2015 1:00	12070	13558	27	2	54	59
25.12.2015 2:00	11989	13531	1	3	3	62
25.12.2015 3:00	11956	13530	5	4	20	82
25.12.2015 4:00	11942	13525	15	5	75	157
25.12.2015 5:00	11936	13510	33	6	198	355
25.12.2015 6:00	12095	13477	4	7	28	383
25.12.2015 7:00	12818	13473	7	8	56	439
25.12.2015 8:00	13022	13466	18	9	162	601
25.12.2015 9:00	13230	13448	0	10	0	601
25.12.2015 10:00	13473	13448	218	11	2398	2999

Окончание таблицы 2.11

Часы зима	Р ген, МВт	Рранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, МВт·ч	Р, МВт	Э, МВт·ч
25.12.2015 11:00	13477	13230	81	12	972	3971
25.12.2015 12:00	13466	13149	79	13	1027	4998
25.12.2015 13:00	13448	13070	48	14	672	5670
25.12.2015 14:00	13525	13022	95	15	1425	7095
25.12.2015 15:00	13530	12927	109	16	1744	8839
25.12.2015 16:00	13563	12818	216	17	3672	12511
25.12.2015 17:00	13531	12602	507	18	9126	21637
25.12.2015 18:00	13558	12095	25	19	475	22112
25.12.2015 19:00	13510	12070	81	20	1620	23732
25.12.2015 20:00	13448	11989	33	21	693	24425
25.12.2015 21:00	13149	11956	14	22	308	24733
25.12.2015 22:00	13070	11942	6	23	138	24871
25.12.2015 23:00	12927	11936	11936	24	286464	311335
25.12.2015 0:00	12602	13563	5	1	5	5

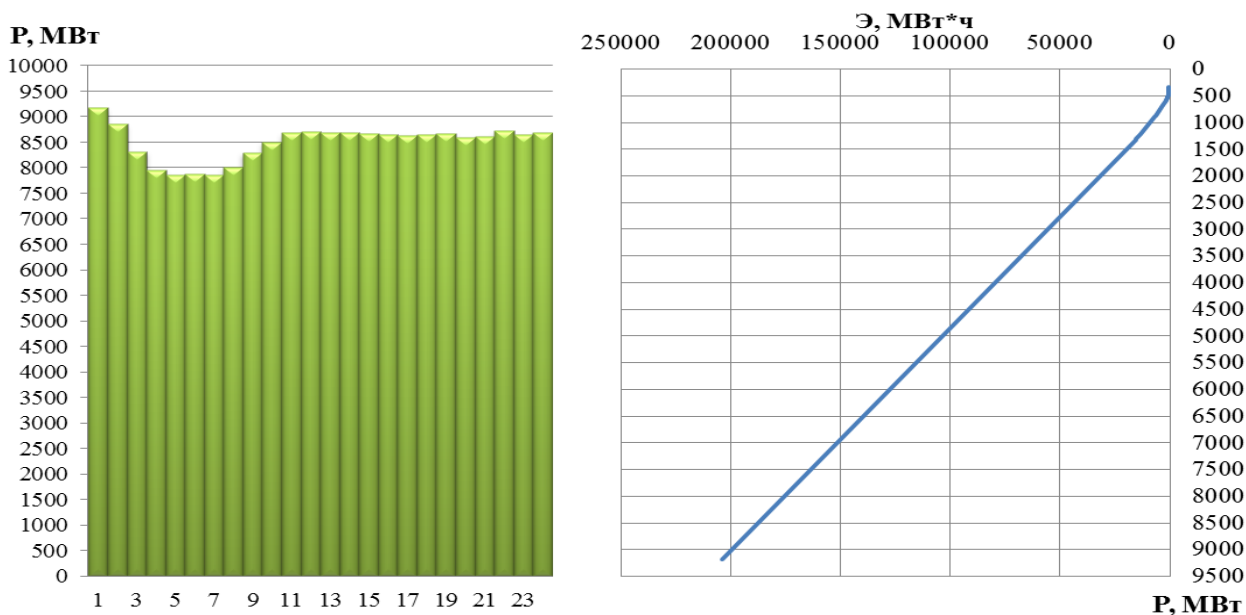


Рисунок 2.6 – Интегральная кривая нагрузки по летнему периоду

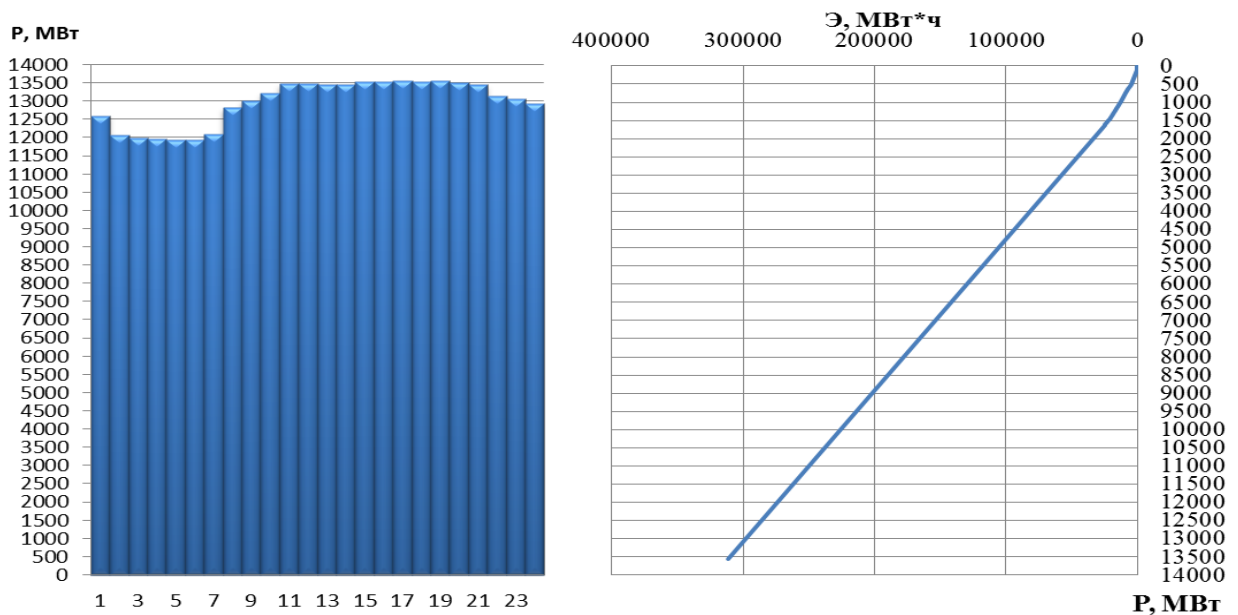


Рисунок 2.7 – Интегральная кривая нагрузки по зимнему период

## 2.4 Определение места существующих ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы

Исходя из известных гарантированных мощностей по зиме и лету, и установленной мощности существующих ГЭС, строится прямоугольный треугольник, катетами которого являются гарантированная мощность в пересчёте на энергию и вытесняющая рабочая мощность. Полученный треугольник строится в масштабе ИКН (Приложение А).

### 2.4.1 Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы

Мы рассматриваем неразвивающуюся энергосистему со статическим максимумом нагрузки, то максимальная нагрузка энергосистемы находится по следующей формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.14)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$a$ ,  $b$ , – коэффициенты, для определения которых используются формулы

$$a = \frac{P_3^{max} + P_L^{max}}{2} = \frac{12972 + 8504}{2} = 11372 \text{ МВт}, \quad (2.15)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_L^{max}}{2} = \frac{12972 - 8504}{2} = 2191 \text{ МВ}. \quad (2.16)$$

Тогда максимальная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{max} = 11372 + 2191 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right). \quad (2.17)$$

Среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$\bar{P}_{cp} = \gamma \cdot P_t^{max} = \frac{P_L^{max}}{P_3^{max}} \cdot P_t^{max} = \frac{8504}{12972} \cdot P_t^{max} = 0,6556 \cdot P_t^{max}. \quad (2.18)$$

Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.12 и на рисунке 2.8.

Таблица 2.12 – Максимальная и среднемесячная нагрузка энергосистемы

месяц	$P_t^{max}$	$\bar{P}_{cp}$
1	13488	12896
2	12921	12318
3	11939	11317
4	10805	10160
5	9823	9159
6	9256	8580
7	9256	8580
8	9823	9159
9	10805	10160
10	11939	11317
11	12921	12318
12	13488	12896

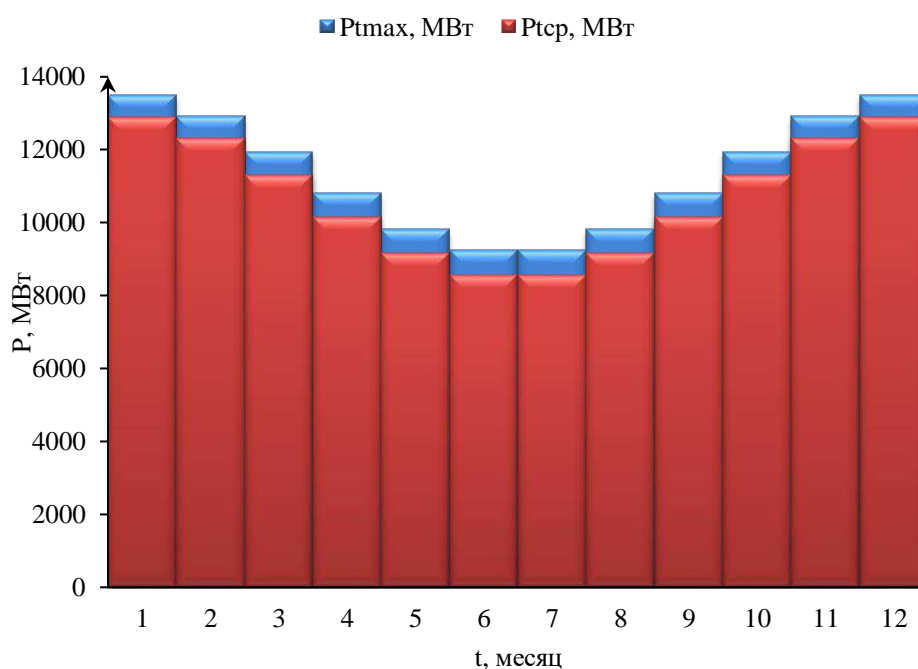


Рисунок 2.8 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы



## 2.4.2 Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

На годовом графике среднемесячных нагрузок откладываются гарантированные мощности существующих станций для каждого месяца.

Принимаем мощности в декабре и январев равными, гарантированной мощности по зиме, а июнь, июль – гарантированной мощности по лету. Так как нам не известны гарантированные мощности существующих электростанций за весь год, то произведем расчет аналогичный, что и в пункте 2.4.1.

$$a = \frac{P_{\text{ГЭС з}}^{\text{гар}} + P_{\text{ГЭС л}}^{\text{сп}}}{2} = \frac{2430 + 2125}{2} = 2277,5, \quad (2.19)$$

$$b = \frac{P_{\text{ГЭС з}}^{\text{гар}} - P_{\text{ГЭС л}}^{\text{сп}}}{2} = \frac{2430 - 2125}{2} = 152,5. \quad (2.20)$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Гарантированные мощности существующих ГЭС

Месяц	$P_{\text{ГЭС}}^{\text{гар}}$ , МВт
1	2425
2	2385
3	2317
4	2238
5	2170
6	2130
7	2130
8	2170
9	2238
10	2317
11	2385
12	2425

Используя данные таблицы 2.13, построим годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с распределением нагрузки на ГЭС и ТЭС рисунок 2.9.

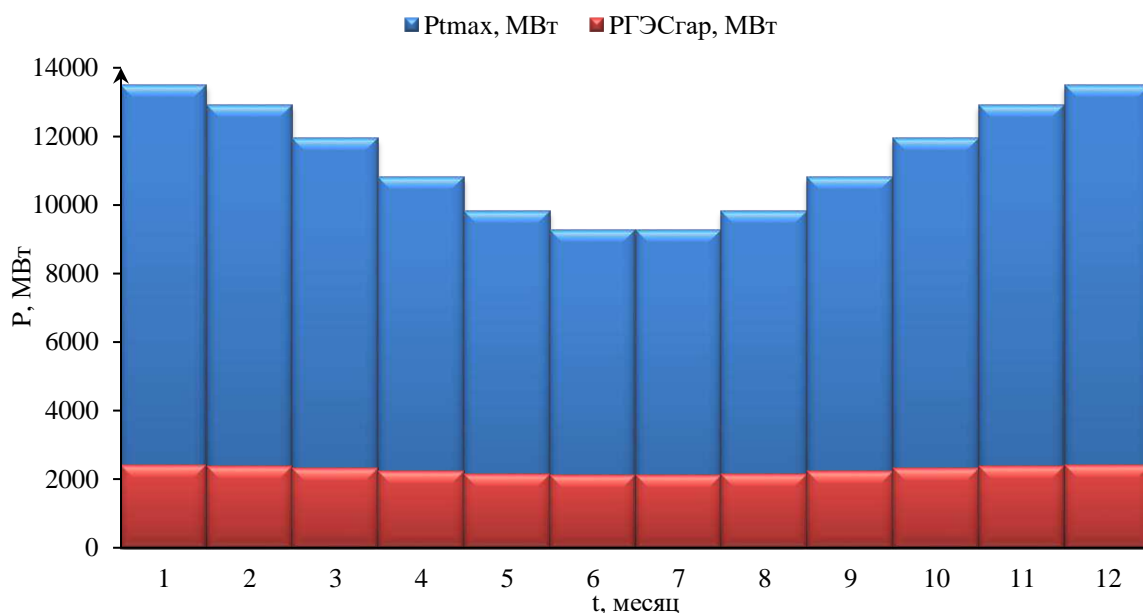


Рисунок 2.9 – Годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с распределением нагрузки на ГЭС и ТЭС

## 2.5 Водно-энергетический расчет

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) 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 (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Перед проведением ВЭР необходимо условиться периодом зимы и лета. По среднемесячным температурам было принято, что зима – октябрь, ноябрь, декабрь, январь и февраль (среднемесячная температура меньше 0°C), следовательно лето оставшаяся часть года.

### 2.5.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчетного маловодного года (1997г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_t^{\text{быт}} = k_N \cdot Q_t^{90\%} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.21)$$

где  $k_N = 8,7$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{90\%}$  – бытовой расход расчётного маловодного года;

$H_t^{\text{ГЭС}}$  – напор на станции.

Напор на станции определяем по формуле:

$$H_t^{\text{ГЭС}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.22)$$

где  $\nabla_{\text{НПУ}} = 389$  (м) – отметка нормального подпорного уровня (из условия);

$\nabla_{\text{НБ}}$  – отметка нижнего бьефа, соответствующая по кривой связи  $Q_t^{90\%}$ ;

$\Delta h = 1,5$  (м) – потери напора в подводящих сооружениях (из условия).

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК рассчитываем по формуле:

$$N_t^{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_t^{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.23)$$

где  $k_N = 8,7$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованию участников ВХК;

$H_t^{\text{ГЭС}}$  – как определяется по формуле.

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 - Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\% \text{быт}}$	23	20	19	60	436	579	94	67	61	36	23	19
$Q_{\text{потреб}}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	1	1
$Q_{\text{фильтрации}}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{испарения}}$	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	0	0
$Q_{\text{льдообразования}}$	-1	0	0	3	7	4	0	0	0	-1	-3	-6
$Q_{\text{полезный}}$	21	19	18	62	442	582	93	66	60	34	19	12
$Z_{\text{вб}}$	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389
$Z_{\text{нб}}$	306	306	306	308	312	313	308	307	307	306	306	306
$H$	82	82	82	80	75	75	80	80	81	81	82	82
$N_{\text{ГЭС быт}}$ МВт	15	13	12	43	290	379	64	46	42	24	13	8
$Q_{\text{ВХК}}$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
$Z_{\text{вб}}$	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389
$Z_{\text{нб}}$	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307
$H$	80	80	80	80	81	81	81	81	81	81	80	80
$N_{\text{ГЭСВХК}}$ МВт	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
$N_{\text{ГЭС быт}} - N_{\text{ГЭСВХК}}$	-27	-29	-29	1	248	337	22	4	0	-18	-28	-34

По данным таблицы 2.14 достраивается годовой график среднемесячных мощностей, представленный на рисунке 2.10.

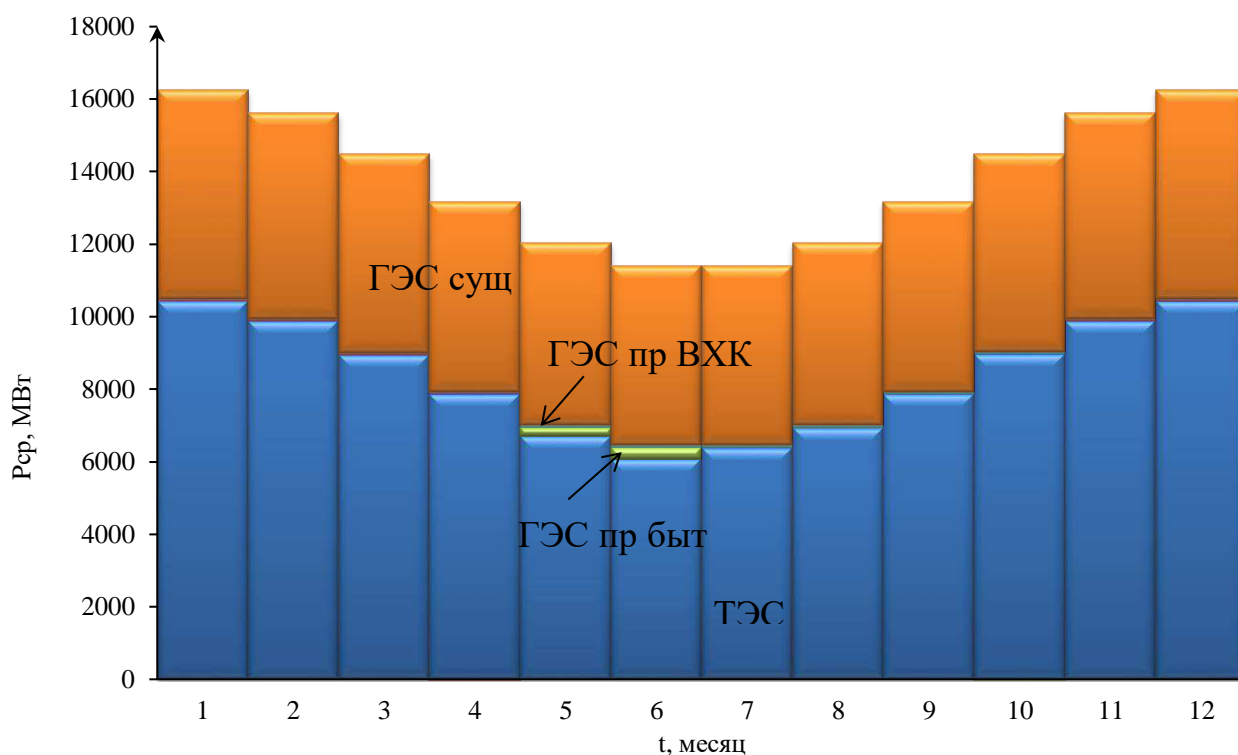


Рисунок 2.10 – Годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с участием проектируемой ГЭС

Месяц сработки принимаем – октябрь.

В таблице 2.14 была определена разность мощности при работе по бытовому стоку маловодного года и работе по ВХК. Найдя сумму полученных значений можем судить о том сколько «лишней» воды мы имеем.  $\sum(N^{\text{быт}} - N^{\text{ВХК}}) = 448$  (МВт).

Далее распределяем получившуюся мощность таким образом, чтобы в декабре и январе, мощность была наибольшей, а в остальные месяцы была не меньше мощности ВХК.

Результат распределения представлен на рисунке 2.11.

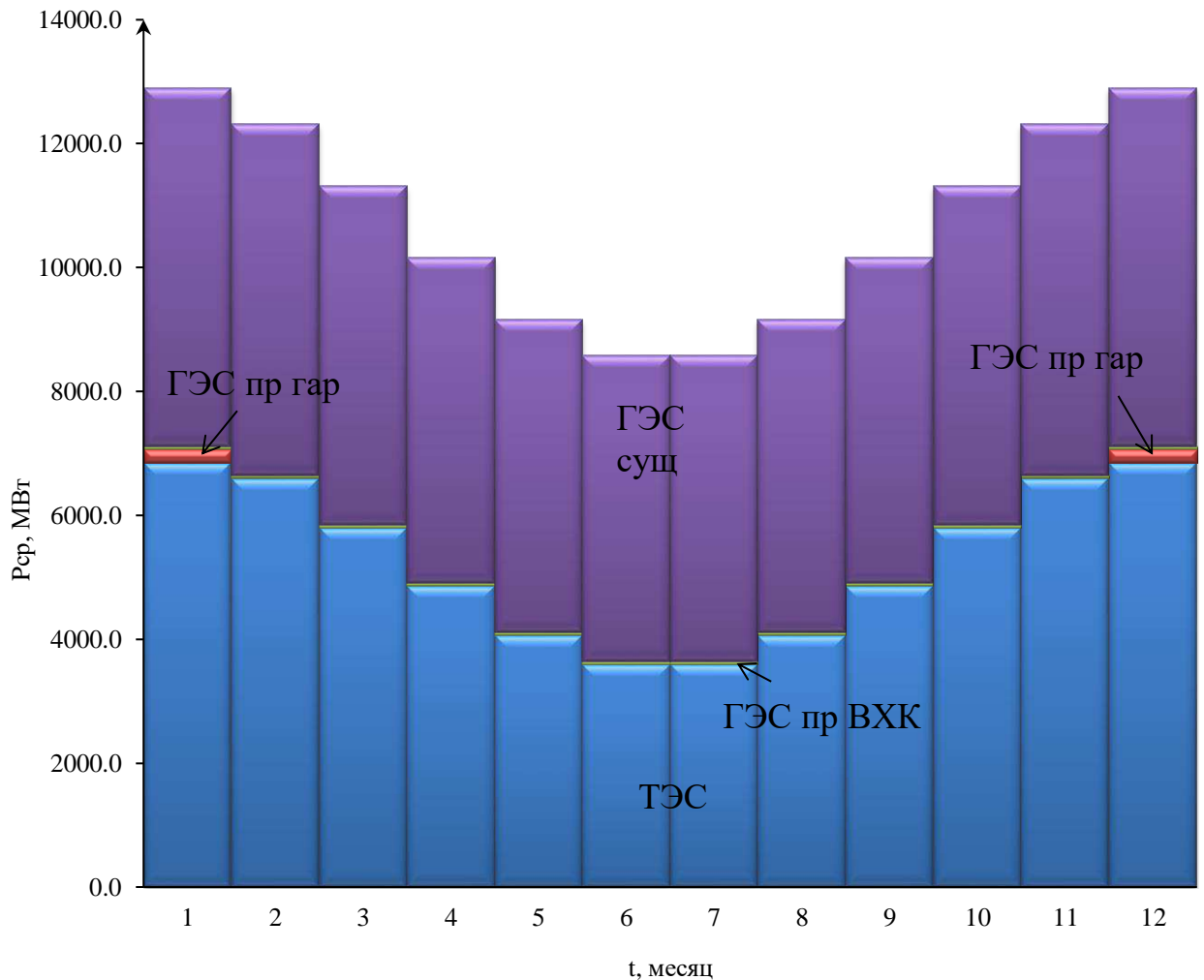


Рисунок 2.11 – Годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с результатом распределения мощностей проектируемой ГЭС

### 2.5.2 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 и, следовательно, уровень воды в нем равен  $V_{НПУ} = 389,0(\text{м})$ , полный объем водохранилища равен  $V_{\Pi} = 31,4 (\text{км}^3)$ .

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

$$Q_t^{\text{пол.быт.}} = Q_t^{\text{быт}} - Q_t^{\Pi} - Q_t^{\Phi} - Q_t^{\text{и}} - Q_t^{\text{л}}, \quad (2.24)$$

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

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

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_t^{\text{ГЭС}} = Q_t^{\text{пол.быт.}} - Q_t^{\text{ВДХ}}, \quad (2.25)$$

где  $Q_t^{\text{пол.быт.}}$  – определяется по формуле

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

Величиной  $Q_t^{\text{ВДХ}}$  варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища –  $Q_t^{\text{ВДХ}}$  имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_t^{\text{НБ}} = Q_t^{\text{ГЭС}} + Q_t^{\text{ф}}, \quad (2.26)$$

где  $Q_t^{\text{ГЭС}}$  – определяется по формуле.

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

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V_t = Q_t^{\text{ВДХ}} \cdot t, \quad (2.27)$$

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

$t$  – число секунд в месяце.

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

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H_t = Z_t^{\text{ВБ.ср}} - Z_t^{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.28)$$

где  $Z_t^{\text{ВБ.ср}}$  – среднее значение отметки ВБ;

$Z_t^{\text{НБ}}$  – отметка НБ;

Мощность станции определяем по формуле:

$$N_t = k_N \cdot Q_t^{\text{ГЭС}} \cdot H_t, \quad (2.29)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности из исходных данных;

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.15.

По результатам сработки-наполнения (таблица 2.15) строится график изменения отметки ВБ во времени в течении года (рисунок 2.12).

Результатом сработки наполнения являются:

- гарантированная мощность –  $N_{\text{гар}} = 152$ (МВт);

- уровень мёртвого объёма – УМО = 384,6 (м).

Таблица 2.15 – Сработка и наполнение маловодного года 90% обеспеченности

месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с										Объем, км <sup>3</sup>			Уровень, м				Н <sub>ГЭС</sub> , м	N <sub>гар</sub>	N, МВт	Э, МВт·ч	
	Q <sub>быт.</sub>	Потери				Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>водх</sub>	Q <sub>НБ</sub>	ΔV	V <sub>водх. нач</sub>	V <sub>водх. кон</sub>	Верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>					
		Q <sub>ф</sub>	Q <sub>п</sub>	Q <sub>и</sub>	Q <sub>л</sub>									Z <sub>ВБ нач</sub>	Z <sub>ВБ кон</sub>	Z <sub>ВБ ср</sub>						
X	36	1	1	4	-1	29	60	59,0	30	60	1,0	31,4	30,4	389,0	387,3	388,2	306,9	79,8	ВХК	41	29493,1	
XI	23	1	1	0	-3	18	60	59,0	41	60	0,1	30,4	30,3	387,3	387,2	387,3	307,5	78,3	ВХК	40	29902,1	
XII	19	1	1	0	-6	11	60	236,0	225	237	0,6	30,3	29,7	387,2	386,1	386,6	311,2	73,9	266	152	112872,5	
I	23	1	1	0	-1	20	60	239,9	220	241	0,6	29,7	29,2	386,1	385,0	385,6	311,3	72,8	266	152	102084,7	
II	20	1	1	0	0	18	60	58,6	41	60	0,1	29,2	29,1	385,0	384,8	384,9	307,4	76,0	ВХК	39	28843,3	
III	19	1	1	0	0	17	60	58,5	42	60	0,1	29,1	28,9	384,8	384,6	384,7	307,4	75,8	ВХК	39	27796,3	
IV	60	1	1	0	3	61	60	59,0	-2	60	0,0	28,9	29,0	384,632	384,6	384,6	307,5	75,7	ВХК	39	28902,5	
V	436	1	1	4	7	437	60	58,7	-378	60	-1,0	29,0	29,9	384,642	386,5	385,6	306,9	77,2	ВХК	39	28372,3	
VI	579	1	1	4	4	577	60	59,3	-518	60	-1,3	29,9	31,3	386,5	388,9	387,7	306,9	79,3	ВХК	41	30439,7	
VII	94	1	1	4	0	88	60	58,8	-29	60	-0,1	31,3	31,3	388,9	389,0	388,9	306,9	80,5	ВХК	41	30666,2	
VIII	67	1	1	4	0	61	60	58,5	-2	60	0,0	31,3	31,4	389,0	389,0	389,0	306,9	80,6	ВХК	41	29567,6	
IX	61	1	1	4	0	55	60	59,1	4	60	0,0	31,4	31,3	389,0	389,0	389,0	306,9	80,6	ВХК	41	30830,3	
																					Σ	509770,6



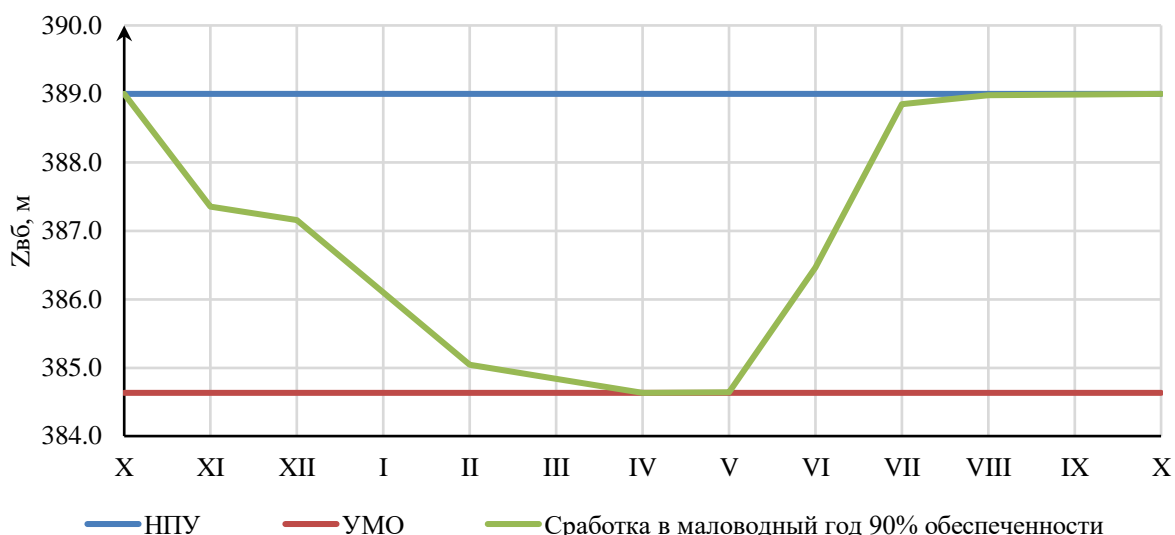


Рисунок 2.12 – Сработка и наполнение маловодного года 90% обеспеченности

### 2.5.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднесуточной выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях.

Рассмотрим два режима сработки водохранилища:

I режим: по уровням сработки в маловодном году (при таком режиме мощности ГЭС в эти месяцы будут больше, чем в маловодных условиях).

II режим: по мощностям в период сработки в маловодном году.

При втором режиме, уровень воды в водохранилище будет выше, чем в маловодном году, необходимо в последний месяц периода сработки увеличить мощность станции, для выхода на расчетную отметку УМО.

Режимы сработки представлены в таблицах 2.16 и 2.17.

По каждому режиму рассчитаем выработку ГЭС за период сработки и наполнения водохранилища.

I режим - по отметкам:

$$Э_{\text{год}} = 0,650 \text{ млрдкВт} \cdot \text{ч.}$$

II режим – по мощностям:

$$Э_{\text{год}} = 0,654 \text{ млрдкВт} \cdot \text{ч.}$$

По результатам расчетов построим график сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних условиях. Графики представлены на

рисунках 2.13 и 2.14.

В результате расчетов получили, что второй режим наполнения водохранилища дает большую выработку энергии.

Из данного расчета получаем очень важную величину, среднесуточную выработку электроэнергии, которая составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}} = 0,654 \text{ млрдкВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 2.16 – Сработка и наполнение средневодного года по отметкам маловодного года

месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с										Объем, км <sup>3</sup>			Уровень, м				Н <sub>ГЭС</sub> , м	N <sub>Гар</sub>	N, МВт	Э, МВт·ч	
	Q <sub>быт.</sub>	Потери				Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>водх</sub>	Q <sub>НБ</sub>	ΔV	V <sub>водх. нач</sub>	V <sub>водх. кон</sub>	Верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>					
		Q <sub>ф</sub>	Q <sub>п</sub>	Q <sub>и</sub>	Q <sub>л</sub>									Z <sub>ВБ нач</sub>	Z <sub>ВБ кон</sub>	Z <sub>ВБ ср</sub>						
X	48	1	1	4	-1	41	60	59,0	18	60	1,0	31,4	30,4	389,000	387,3	388,2	306,9	79,8	ВХК	41	29493,1	
XI	39	1	1	0	-3	34	60	75,0	41	76	0,1	30,4	30,3	387,350	387,2	387,3	308,0	77,8	ВХК	51	37756,3	
XII	23	1	1	0	-6	15	60	240,0	225	241	0,6	30,3	29,7	387,159	386,1	386,6	311,3	73,8	266	154	114711,1	
I	29	1	1	0	-1	26	60	244,0	218	245	0,6	29,7	29,2	386,098	385,0	385,6	311,3	72,7	266	154	103763,9	
II	30	1	1	0	0	28	60	70,0	42	71	0,1	29,2	29,1	385,048	384,8	384,9	307,8	75,6	ВХК	46	34264,9	
III	28	1	1	0	0	26	60	69,0	43	70	0,1	29,1	28,9	384,843	384,6	384,7	307,8	75,4	ВХК	45	32610,0	
IV	70	1	1	0	3	71	60	59,0	-12	60	0,0	28,9	29,0	384,632	384,7	384,7	307,5	75,7	ВХК	39	28911,9	
V	548	1	1	4	7	549	60	168,7	-380	170	-1,0	29,0	30,0	384,691	386,5	385,6	309,3	74,8	ВХК	110	79079,1	
VI	681	1	1	4	4	679	60	199,3	-480	200	-1,2	30,0	31,2	386,521	388,7	387,6	309,8	76,3	ВХК	132	98466,9	
VII	94	1	1	4	0	88	60	59,0	-29	60	-0,1	31,2	31,3	388,734	388,9	388,8	306,9	80,4	ВХК	41	30714,6	
VIII	85	1	1	4	0	79	60	59,0	-20	60	-0,1	31,3	31,3	388,864	389,0	388,9	306,9	80,5	ВХК	41	29764,4	
IX	86	1	1	4	0	80	60	59,0	-21	60	-0,1	31,3	31,4	388,954	389,0	389,0	306,9	80,6	ВХК	41	30791,5	
																					Σ	650327,7

Таблица 2.17 – Сработка и наполнение средневодного года по мощностям маловодного года

месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с										Объем, км <sup>3</sup>			Уровень, м				H <sub>ГЭС</sub> , м	N <sub>гар</sub>	N, МВт	Э, МВт·ч	
	Q <sub>быт.</sub>	Потери				Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>водх</sub>	Q <sub>НБ</sub>	ΔV	V <sub>водх. нач</sub>	V <sub>водх. кон</sub>	Верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>					
		Q <sub>ф</sub>	Q <sub>п</sub>	Q <sub>и</sub>	Q <sub>л</sub>									Z <sub>ВБ нач</sub>	Z <sub>ВБ кон</sub>	Z <sub>ВБ ср</sub>						
X	48	1	1	4	-1	41	60	59,0	18	60	1,0	31,4	30,4	389,000	387,3	388,2	306,9	79,8	ВХК	41	29493,1	
XI	39	1	1	0	-3	34	60	59,0	25	60	0,1	30,4	30,4	387,350	387,2	387,3	307,5	78,3	ВХК	40	29916,3	
XII	23	1	1	0	-6	15	60	237,0	222	238	0,6	30,4	29,8	387,233	386,2	386,7	311,3	74,0	152	152	113458,8	
I	29	1	1	0	-1	26	60	239,0	213	240	0,6	29,8	29,2	386,189	385,2	385,7	311,3	72,9	152	152	101864,6	
II	30	1	1	0	0	28	60	84,0	56	85	0,1	29,2	29,1	385,164	384,9	385,0	308,3	75,3	ВХК	55	40927,2	
III	28	1	1	0	0	26	60	79,0	53	80	0,1	29,1	28,9	384,891	384,6	384,8	308,1	75,2	ВХК	52	37192,3	
IV	70	1	1	0	3	71	60	59,0	-12	60	0,0	28,9	29,0	384,632	384,7	384,7	307,5	75,7	ВХК	39	28911,9	
V	548	1	1	4	7	549	60	208,7	-340	210	-0,9	29,0	29,9	384,691	386,3	385,5	309,9	74,1	ВХК	135	96871,6	
VI	681	1	1	4	4	679	60	169,3	-510	170	-1,3	29,9	31,2	386,331	388,7	387,5	309,3	76,7	ВХК	113	84045,1	
VII	94	1	1	4	0	88	60	59,0	-29	60	-0,1	31,2	31,3	388,689	388,8	388,8	306,9	80,4	ВХК	41	30697,4	
VIII	85	1	1	4	0	79	60	59,0	-20	60	-0,1	31,3	31,3	388,819	388,9	388,9	306,9	80,5	ВХК	41	29747,8	
IX	86	1	1	4	0	80	60	59,0	-21	60	-0,1	31,3	31,4	388,909	389,0	389,0	306,9	80,6	ВХК	41	30774,5	
																					Σ	653900,4

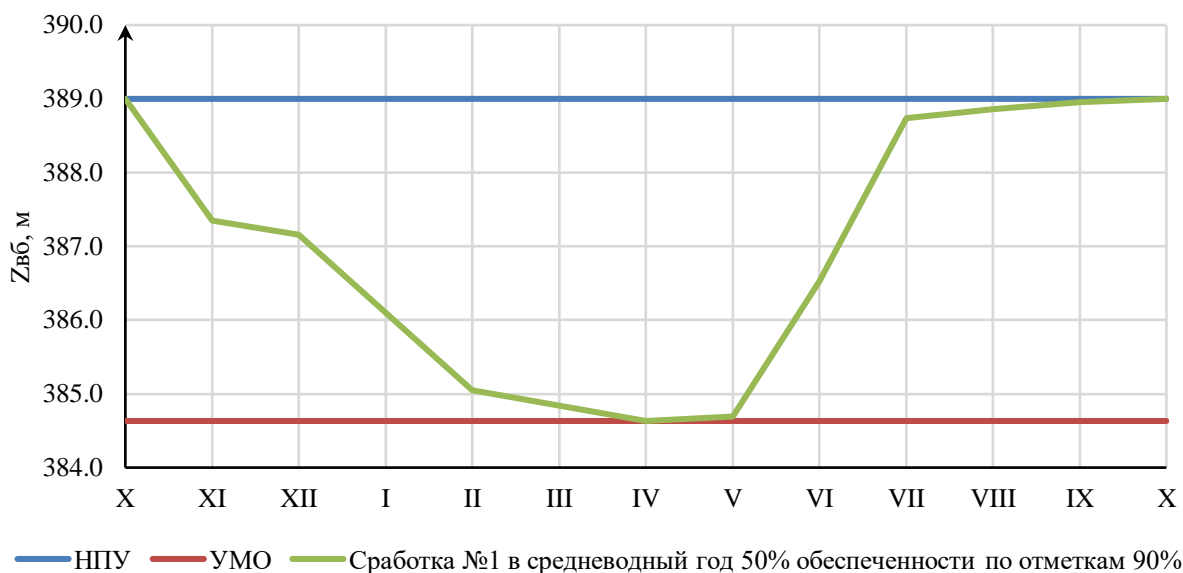


Рисунок 2.13 – Сработка и наполнение среднегодового года 50% обеспеченности по мощностям 90% года

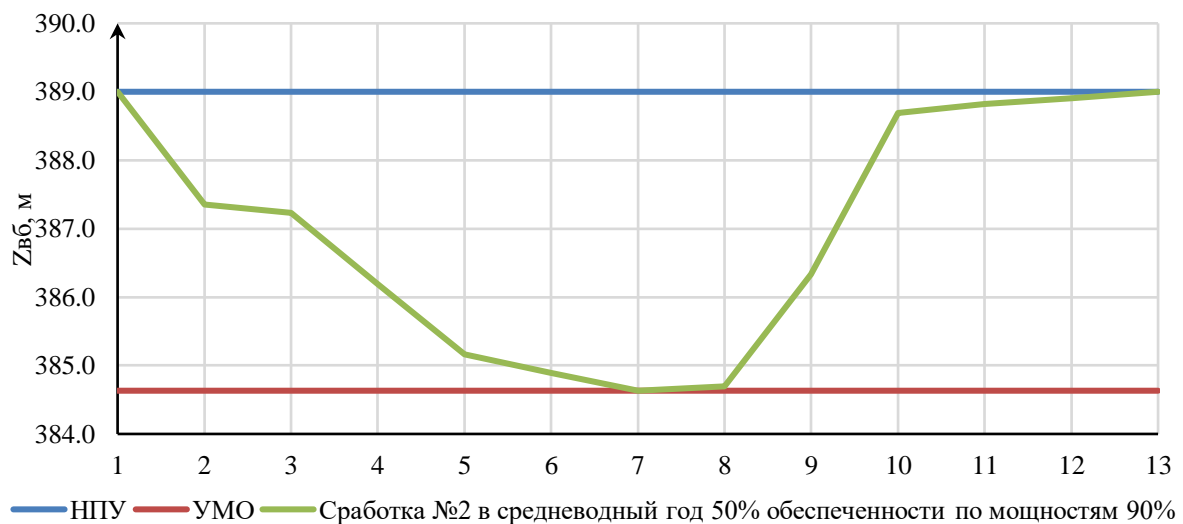


Рисунок 2.14 – Сработка и наполнение среднегодового года 50% обеспеченности по отметкам 90% года

На рисунке 2.15 представлены результаты всех сработок и наполнений водохранилища:

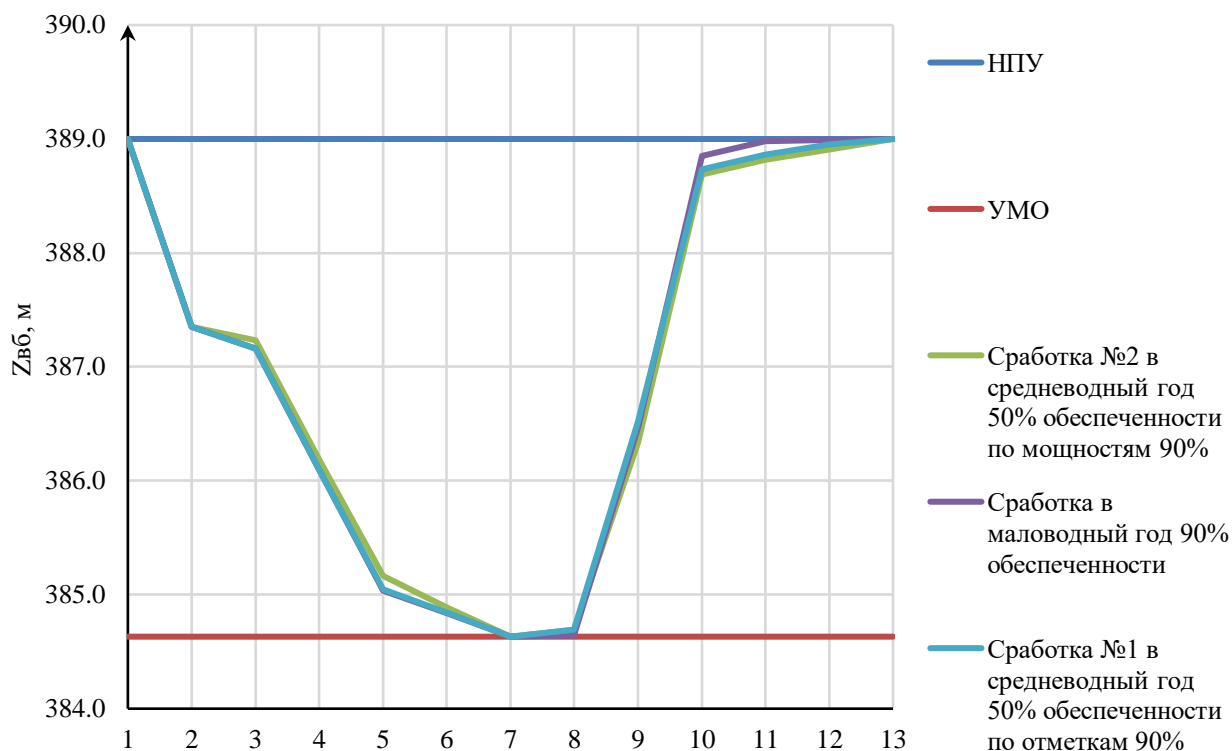


Рисунок 2.15 – Результаты всех сработок и наполнений водохранилища

## 2.6 Баланс мощностей энергосистемы

### 2.6.1 Определение установленной мощности проектируемой станции

Исходя из известной гарантированной мощности проектируемой станции, используя интегральную кривую суточного зимнего графика нагрузки энергосистемы, требуется определить вытесняющую рабочую мощность проектируемой станции.

Вытесняющая рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию, катет параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность проектируемой станции. При построении данного прямоугольного треугольника известна величина только одного катета (гарантированная мощность в пересчёте на энергию), величину второго катета требуется определить. То же выполняем и на интегральной кривой суточного летнего графика нагрузки энергосистемы (Приложение А).

Из рисунка Приложения А вытесняющая рабочая мощность:

$$N_{\text{выт.раб.}} = 160 \text{ (МВт)}.$$

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов. Так как на проектируемой станции не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то располагаем на ней только нагрузочный резерв равный 1,5 (%) от вытесняющей рабочей мощности.

$$N_{уст}^{пр.ГЭС} = N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} + N_{рез}^{нагр} = N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} + 0,015 \cdot N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} \quad (2.30)$$

где  $N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС}$  – определяется из суточной интегральной кривой нагрузки по зиме;  
 $N_{рез}^{нагр}$  – нагрузочный резерв, равный 1,5 (%) от  $N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС}$ .

$$N_{уст}^{пр.ГЭС} = 160 + 0,015 \cdot 160 = 162,4(\text{МВт}).$$

### 2.6.2 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС и тепловых станций

Для построения графика баланса мощностей нужно определить величины резервов существующих ГЭС и тепловых станций и как следствие их установленную мощность.

Нагрузочный резерв составляет 1,5 (%) рабочей мощности, аварийный - 7 (%) (из условия).

Определяем нагрузочный и аварийный резерв существующих ГЭС (таблица 2.18) и их рабочую мощность за каждый месяц по формулам:

$$N_{нагррез}^{сущ.ГЭС} = 0,015 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}, \quad (2.31)$$

$$N_{авр.рез.}^{сущ.ГЭС} = 0,07 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}, \quad (2.32)$$

Рабочую мощность ТЭС определяем из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{раб}^{ТЭС} = N^{\max} - N_{раб}^{сущ.ГЭС} - N_{раб}^{пр.ГЭС}, \quad (2.37)$$

где  $N^{\max}$  – месячный максимум нагрузки;

$N_{раб}^{сущ.ГЭС}$  – рабочая мощность существующих станций, определяется по формуле:

$$N_{раб}^{сущ.ГЭС} = N_{уст}^{сущ.ГЭС} - N_{авррез}^{сущ.ГЭС} - N_{нагррез}^{сущ.ГЭС}, \quad (2.38)$$

где  $N_{раб}^{пр.ГЭС}$  – рабочая мощность проектируемой станции.

Данные полученные в ходе расчётов сводим в таблицу 2.18.

### 2.6.3 Капитальные ремонты оборудования

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность

ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота проведения – раз в 4 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2}, \quad (2.39)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot 2900}{4} \cdot \frac{1}{2} = 363 \cdot \left( \frac{\text{МВт} \cdot \text{мес}}{\text{год}} \right).$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2}, \quad (2.40)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot 162,4}{4} \cdot \frac{1}{2} = 20 \left( \frac{\text{МВт} \cdot \text{мес}}{\text{год}} \right).$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4}, \quad (2.41)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{12003}{4} \cdot \frac{1}{2} + \frac{12003}{4} = 7501 \left( \frac{\text{МВт} \cdot \text{мес}}{\text{год}} \right).$$

Свободная мощность на ТЭС в сумме за год составляет 7501(МВт · мес/год). Поскольку свободной мощности больше, чем необходимо для проведения ремонтов установка дополнительной ремонтной мощности не требуется. Баланс мощности энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.18.



Таблица 2.18 – Баланс мощности в маловодном году

месяц	Нагрузка системы			Существующие ГЭС, МВт				Проектируемая ГЭС, МВт				ГЭС, МВт			
	P	P <sub>авр</sub>	P <sub>нагр</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>авр</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>авр</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>авр</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>
1	13488	944	202	2425	170	36		152	-	2		10912	873	218	
2	12921	904	194	2385	167	36		39	-	1		10497	840	210	
3	11939	836	179	2317	162	35		39	-	1		9583	767	192	
4	10805	756	162	2238	157	34	181	39	-	1	20	8528	682	171	
5	9823	688	147	2170	152	33		39	-	1		7614	609	152	1140
6	9256	648	139	2130	149	32		41	-	1		7085	567	142	1830
7	9256	648	139	2130	149	32		41	-	1		7084	567	142	1830
8	9823	688	147	2170	152	33		41	-	1		7612	609	152	1140
9	10805	756	162	2238	157	34	181	41	-	1		8525	682	171	
10	11939	836	179	2317	162	35		41	-	1		9581	766	192	
11	12921	904	194	2385	167	36		40	-	1		10496	840	210	
12	13488	944	202	2425	170	36		152	-	2		10912	873	218	

По данным таблицы 2.18 построим баланс мощностей в маловодном году, который представлен на рисунке 2.16.

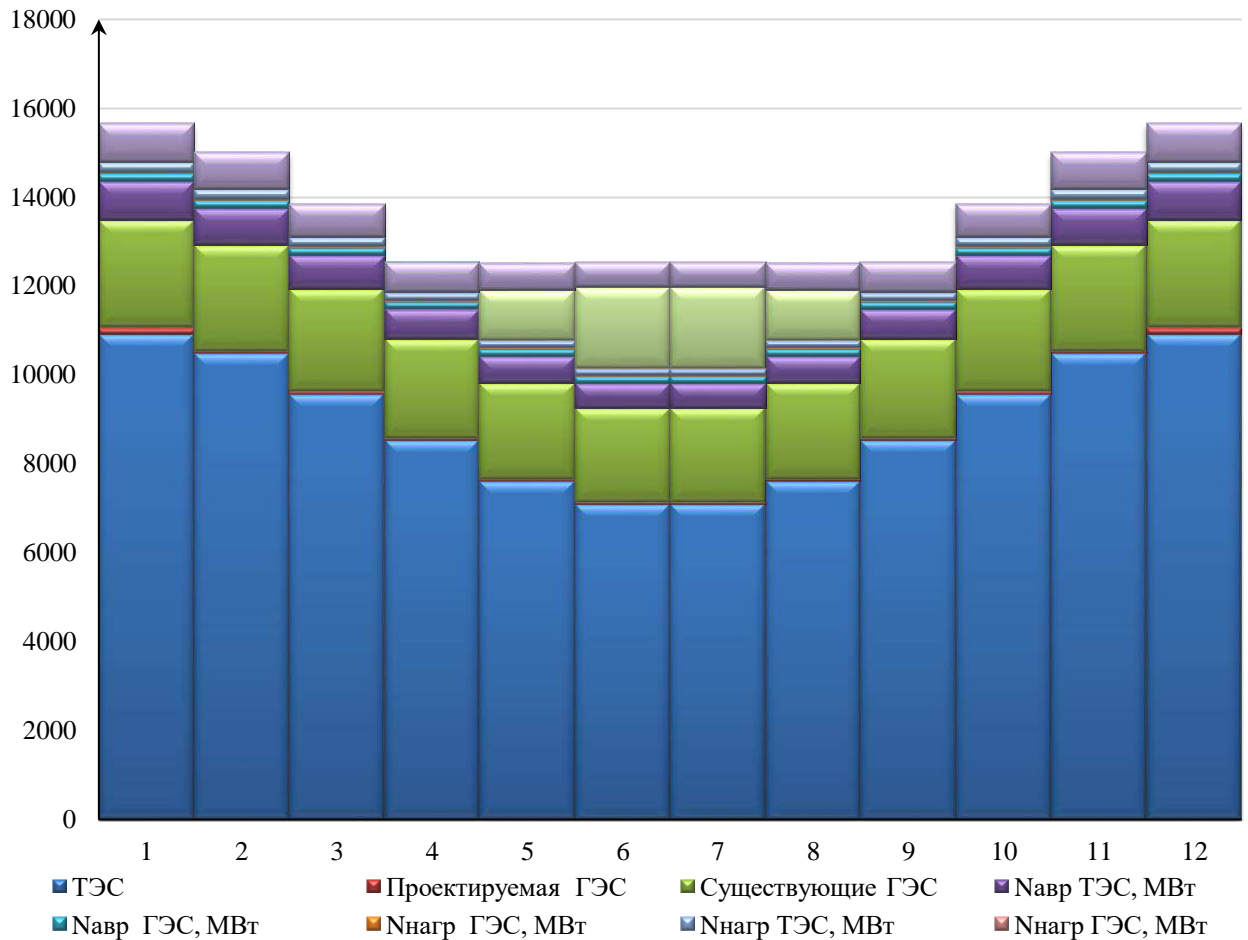


Рисунок 2.16–Баланс мощности в маловодном году

## 2.7 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования

### 2.7.1 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 (таблица 2.19):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.42)$$

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 389 (м)$ , для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 384,6(м)$ ;

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

$\Delta h$  – потери напора в подводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса  $Q_{min} = 60 (м^3/с)$ .

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (2.43)$$

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

$k_N$  – коэффициент мощности;

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

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (2.44)$$

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.

Таблица 2.19 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>нб</sub>	Z <sub>нб лето</sub>	Z <sub>нб зима</sub>	H <sub>НПУ</sub>	H <sub>НМО</sub>	H <sub>ЗБ1</sub>	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0,0	305,003	305,0	82,5	78,1	79,6	79,0	236,3	74,1	251,8
30,0	305,995	306,0	81,5	77,1	78,6	78,0	239,3	73,0	250,0
65,0	307,008	307,0	80,5	76,1	77,6	77,1	242,1	72,7	249,4
105,0	308	308,0	79,5	75,1	76,6	76,0	245,6	71,0	246,5
152,0	308,971	309,0	78,5	74,2	75,6	75,0	248,9	70,0	244,8
216,0	310,014	310,0	77,5	73,1	74,6	74,1	251,9	69,0	243,0
303,0	311,038	311,0	76,5	72,1	73,6	73,0	255,7	68,0	241,3
423,3	311,958	312,0	75,5	71,2	72,6	72,0	259,3	67,0	239,5
670,9	313,017	313,0	74,5	70,1	71,6	71,0	262,9	66,0	237,7
991,6	313,996	314,0	73,5	69,1	70,6	70,0	266,7	65,0	235,9
1412,5	315,015	315,0	72,5	68,1	69,6	69,0	270,5	64,0	234,0
1963,0	316,096	316,0	71,4	67,0	68,5	68,0	274,5	63,0	232,2
2323,0	317,265	317,0	70,2	65,9	67,3	67,0	278,6	62,0	230,4

По данным таблицы 2.19 строим режимное поле рисунок 2.17.

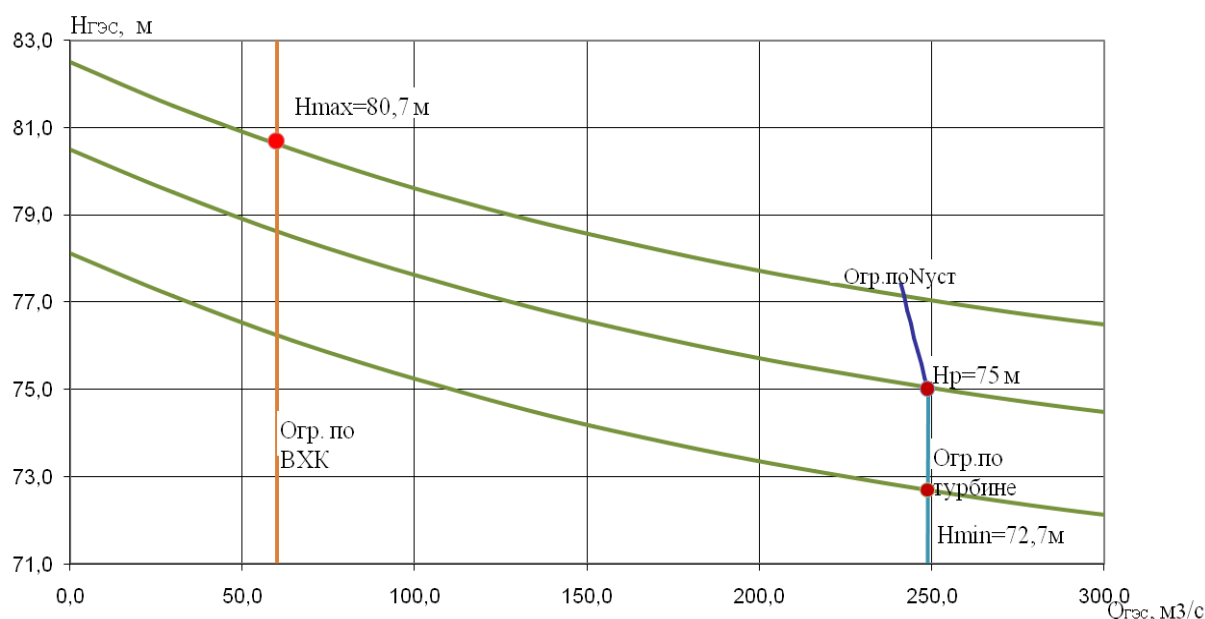


Рисунок 2.17 – Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{max} = 80,6$  (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- максимальный расход  $Q_{ГЭС}^{max} = 251,5$  (м<sup>3</sup>/с). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора
- расчётный напор  $H_p = 74,1$  (м). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора
- минимальный напор  $H_{min} = 72,7$  (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор возможных типов гидротурбин

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;
- 2) отношение  $H_{\min}/H_{\max}$  должно быть не меньше справочных данных.
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Подходящие турбины: ПЛД90-В45°, РО115-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.1.

Таблица 3.1–Параметры турбин

Параметр		ПЛД90-В45°	РО115-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}$	90	115
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,50	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	85	74,5
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{л/с}$	820	900
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,921	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	1000-1200	960-1080
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1\max}$	0,26-0,38	0,12-0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,515
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	4
Температура воды	$t_{\text{м}}, \text{°C}$	12-18	2

#### 3.2 Определение параметров турбин

На ГУХ каждой из турбин намечаем предварительно расчетные точки Р1, для ПЛД90-В45° расчетной точкой являются точка пересечения горизонтальной линии, проведенной через оптимальный КПД и линии максимального разворота лопастей, для РО115-В расчетной точкой являются точка пересечения горизонтальной линии, проведенной через оптимальный КПД, с линией 5%-ного запаса мощности. В этой точке определяем приведенный расход и КПД, сводится в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Приведенный расход и КПД в расчётной точке

	ПЛД90-В45°	РО115-В
$Q'_{1\text{р}}, \text{м}^3/\text{с}$	1,265	1,08
$\eta_{1\text{р}}$	0,906	0,886

Для более оптимального выбора варианта гидротурбины расчеты выполним для ряда стандартных диаметров, начиная с максимально возможного для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.1)$$

где  $D_{1M}; H_M$  – диаметр и напор модельной турбины (таблица 3.1), м;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины в расчетной точке;

$D_1, H_p^N$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

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

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

Мощность одного агрегата:

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

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

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (округляется в большую сторону):

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N'_a}, \quad (3.3)$$

где  $N_{ГЭС}^{уст} = 162,4$  МВт – расчетная установленная мощность.

Уточняем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.4)$$

Синхронная частота вращения турбины определяется по формуле (3.5):

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

где  $n'_{Ip}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

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

По полученной синхронной частоте вращения принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Для выбранного диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения на главную универсальную характеристику нанесены линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины.

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}; \quad (3.6)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.8)$$

Окончательное положение расчётной точки на линии  $n'_{Hp}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_\Gamma^{cp}}. \quad (3.9)$$

Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3, 3.4.

Таблица 3.3– Результаты расчета параметров гидротурбины ПЛД90-В45° для различных значений  $D_1$

$D_1, м$	3	2,8	2,65	<b>2,5</b>	2,36	2,24	2,12	2
$\eta_m$	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906
$\eta_T$	0,939	0,939	0,938	0,938	0,937	0,937	0,936	0,936
$N'a, МВт$	66,08	57,53	51,51	45,82	40,82	36,75	32,91	29,27

Окончание таблицы 3.3

D1,м	3	2,8	2,65	<b>2,5</b>	2,36	2,24	2,12	2
Z'a,шт	2,46	2,82	3,15	3,54	3,98	4,42	4,94	5,55
Za,шт	3	3	4	4	4	5	5	6
Na,МВт	54,1	54,1	40,6	40,6	40,6	32,5	32,5	27,1
Δр	1,037	1,036	1,036	1,035	1,035	1,034	1,034	1,033
n'c1,об/мин	249,8	267,6	282,7	299,6	317,3	334,2	353,0	374,1
nc1,об/мин	250,0	300,0	300,0	300,0	333,0	375,0	375,0	375,0
n1 Hmin,об/мин	86,4	96,8	91,6	86,5	90,6	96,9	91,7	86,5
n1 Hp,об/мин	85,1	95,3	90,2	85,1	89,2	95,4	90,3	85,2
n1 Hmax,об/мин	82,0	91,9	87,0	82,1	86,0	92,0	87,0	82,1

Таблица 3.4– Результаты расчета параметров гидротурбины РО115-В для различных значений D1

D1,м	3,55	3,35	3,15	<b>3</b>	2,8	2,65	2,5	2,36
ηм	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
ηт	0,930	0,930	0,929	0,929	0,928	0,928	0,927	0,927
N'a,МВт	78,27	69,66	61,56	55,81	48,59	43,50	38,69	34,46
Z'a,шт	2,07	2,33	2,64	2,91	3,34	3,73	4,20	4,71
Za,шт	3	3	3	3	4	4	5	5
Na,МВт	54,1	54,1	54,1	54,1	40,6	40,6	32,5	32,5
Δр	1,050	1,050	1,049	1,049	1,048	1,047	1,047	1,046
n'c1,об/мин	186,2	197,3	209,8	220,2	235,9	249,2	264,0	279,6
nc1,об/мин	187,5	200,0	214,3	230,8	250,0	300,0	300,0	300,0
n1 Hmin,об/мин	76,2	76,7	77,3	80,3	80,2	91,1	86,0	81,2
n1 Hp,об/мин	75,0	75,5	76,1	78,1	79,0	89,7	84,6	79,9
n1 Hmax,об/мин	72,3	72,8	73,4	73,3	76,1	86,5	81,6	77,1

Приведенные частоты вращения для турбин с разным диаметром  $D_1$  (максимальная, расчетная и минимальная) должны размещаться на ГУХ таким образом, чтобы в диапазоне напоров  $H_p - H_{\min}$  гидротурбина работала с наибольшим КПД. Так же необходимо стремиться к минимальному числу агрегатов при максимальной мощности. Уточненная расчетная точка должна находиться в области рекомендуемого диапазона максимальных расходов и кавитации.

Из анализа полученных вариантов для ПЛД90-В45° - выбираем турбину с диаметром  $D_1=2,5$  м,  $Z_a=4$  и  $n_c=300,0$ об/мин как наиболее полно удовлетворяющую перечисленным выше требованиям, для которой уточненное положение расчетной точки имеет координаты:

Линию ограничения по генератору строим аналогичным подбором точки на линии  $n'_{Ip}$ . Её координаты:



$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{40,6}{9,81 \cdot 2,5^2 \cdot 75^{1,5} \cdot 0,97} = 1,051.$$

$$Q'_I = 1115 \text{ л/с}, \eta_T = 0,914 \text{ о. е.}$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,914) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{2,5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{75}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,1}} \right) = 0,943.$$

Линию ограничения по генератору строим аналогичным подбором точки на линии  $n'_{I_{max}}$ . Её координаты:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{40,6}{9,81 \cdot 2,5^2 \cdot 80,7^{1,5} \cdot 0,97} = 0,942.$$

$$Q'_I = 997 \text{ л/с}, \eta_T = 0,917 \text{ о. е.}$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,917) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{2,5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{80,7}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,1}} \right) = 0,945.$$

Точка, для получения линии ограничения по турбине имеет координаты  $Q'_I = 1100 \text{ л/с}, n'_{I_{min}} = 86,5 \text{ об/мин}$ , что соответствует открытию направляющего аппарата  $a_{оп1}=39,0 \text{ мм}$  (рисунок 3.1).

Аналогичные расчеты проведем для ряда стандартных диаметров для турбины РО115-В. Из анализа полученных вариантов для РО 115-Выбираем турбину с диаметром  $D_1=3\text{м}$ ,  $Za=3$  и  $n_c=93,8 \text{ об/мин}$ , как наиболее полно удовлетворяющую перечисленным выше требованиям, для которой уточненное положение расчетной точки имеет координаты:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{51,4}{9,81 \cdot 3^2 \cdot 75^{1,5} \cdot 0,97} = 0,973.$$

$$Q'_I = 1037 \text{ л/с}, \eta_T = 0,901 \text{ о. е.}$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,901) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,515}{3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{75}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,1}} \right) = 0,938.$$

Линию ограничения по генератору строим аналогичным подбором точки на линии  $n'_{I_{min}}$ . Её координаты:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{54,1}{9,81 \cdot 3^2 \cdot 80,7^{1,5} \cdot 0,97} = 0,872.$$

$$Q'_I = 918 \text{ л/с}, \eta_T = 0,924 \text{ о. е.}$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,924) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,515}{3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{80,7}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,1}} \right) = 0,938.$$

Точка, для получения линии ограничения по турбине имеет координаты  $Q'_I = 1030 \text{ л/с}, n'_{Imin} = 80,3 \text{ об/мин.}$

### 3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу ( $Q_{min} = 60 \text{ м}^3/\text{с}$ ) с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход для рассматриваемых вариантов турбин равно 1. Линии ограничения по минимальному расходу изображены на ГУХ (приложение Б.1 и Б.2). Расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Пропуск минимального расхода

	ПЛД90-В45°	РО115-В
Q1 при Hmax, л/с	729	625
Q1 при Hmin, л/с	769	764
Z	1	1

### 3.4 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы

Отметку заглубления рабочего колеса для её безкавитационной работы находим по формуле:

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

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

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.}, \quad (3.12)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

$\sigma$ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий;

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

Глубину отсасывания рассчитаем для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

Работа минимального количества агрегатов с установленной мощностью при  $N_{max}$ ;

Работа минимального количества агрегатов с расчетной мощностью при  $N_r$ ;

Работа минимального количества агрегатов при  $N_{min}$  соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины.

1) Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и  $N_{max}$ :

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания для выбранных параметров гидротурбин ПЛД90-В45° и РО115-В при работе одного ГА с  $N_{max}$

	D1, м	$\Delta 1$	$Q'_1, м3/с$	$Q, м3/с$	$\nabla Z_{нб}, м$	$\sigma$	$H_{s1}, м$	$\nabla PK, м$
ПЛД90-В45°	2,5	1,037	0,920	52,59	307,30	0,2	-7,61	299,69
РО115-В	3,0	1,049	0,918	76,00	307,30	0,105	0,16	307,46

2) Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и  $N_{расч}$ :

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания для выбранных параметров ПЛД90-В45° и РО115-В при работе одного ГА с  $N_{расч}$

	D1, м	$\Delta 1$	$Q'_2, м3/с$	$Q, м3/с$	$\nabla Z_{нб}, м$	$\sigma$	$H_{s2}, м$	$\nabla PK, м$
ПЛД90-В45°	2,5	1,037	1,115	61,44	307,60	0,25	-10,22	297,38
РО115-В	3,0	1,049	1,037	82,76	307,50	0,13	-1,12	306,38

3) Работа одного гидроагрегата с  $N_{min}$  и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины:

Таблица 3.8 – Результаты расчета высоты отсасывания для выбранных параметров гидротурбин ПЛД90-В45° и РО115-В при работе одного ГА с  $H_{\min}$

	$D_1$ , м	$\Delta l$	$Q'_3$ , м <sup>3</sup> /с	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$\nabla Z_{нб}$ , м	$\sigma$	$H_s$ , м	$\nabla PK$ , м
ПЛД90-В45°	1,037	1,100	59,68	307,30	0,22	-7,46	299,84	1,037
РО115-В	3,0	1,049	1,030	80,94	307,40	0,125	-0,46	306,94

Из всех полученных расчетных значений  $H_s$  выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу турбин во всех рассматриваемых режимах работы.

Анализируя полученные результаты расчета двух вариантов турбин, примем окончательно к установке вариант РО115-В турбины со следующими параметрами:

- $D_1=3$ м;
- $Z_a=3$ шт;
- $n_c=230,8$  об/мин;
- $N_a=54,1$  МВт;
- $H_s=-1,12$  м;
- $\nabla PK=306,38$ м,

Так как при этом варианте турбины расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее благоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбины, получается минимальное количество агрегатов, а также рабочее поле турбины наиболее полно охватывает область максимальных расходов и область максимальных КПД во всем диапазоне возможных напоров.

Таким образом, вариант РО115-В турбины является наиболее целесообразным с экономической точки зрения.

### 3.5 Выбор гидрогенератора

Согласно современной политике энергосбережения и энергоэффективности основным перспективным направлением является применение гидрогенераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение.

Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины.

Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна быть разработана расширенная система его мониторинга, путем использования показаний встроенных интеллектуальных датчиков контроля изоляции статора и ротора, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замера воздушного зазора, контроля вибрационного состояния гидроагрегата и др. параметров.

При этом запрещается применять:

- гидрогенераторы с подпятниками на гидравлической опоре;
- гидрогенераторы со сроком эксплуатации менее 30 лет;

- гидрогенераторы со сроком эксплуатации между капитальными ремонтами менее 7 лет;
  - компаундированную обмотку статора и ротора;
  - гидрогенераторы с номинальным коэффициентом мощности менее 0,85.
- Рекомендуется применять:
- вакуумно-нагнетательную пропитку полностью собранных полюсов;
  - предварительное напряжение сердечников статора;
  - синтетическое покрытие сегментов всех типов подшипников на плоскостях и поверхностях трения;
  - эффективные системы вентиляции и охлаждения;
  - встроенные датчики контроля температуры обмоток статора и ротора.
- Граничные характеристики:
- срок эксплуатации не менее 40 лет;
  - срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет;
  - КПД не менее 97%;
  - диапазон частот, при которых должна сохраняться номинальная мощность: 48,75 ÷ 51,25 Гц;
  - диапазон изменения напряжения, в пределах -5 ÷ +10%;
  - класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ8865-93 не ниже F.

Определим число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$2p = \frac{3000}{n_c} = \frac{6000}{230,8} = 13 \text{ шт.} \quad (3.13)$$

Рассчитаем номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{54,1}{0,89} = 60,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.14)$$

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

По справочным данным [5] принимаем к установке серийный гидрогенератор СВ-808/130-26У4. Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-808/130-26У4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S <sub>ном</sub>	МВА	64,7
Номинальная активная мощность	P <sub>ном</sub>	МВт	57,6
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,89
Номинальное напряжение	U <sub>ном</sub>	кВ	10,5
Номинальный ток	I <sub>ном</sub>	кА	3,2
Номинальная частота вращения	n <sub>ном</sub>	об/мин	250
Система возбуждения		тиристорная	
Исполнение		подвесное	
Масса общая	m <sub>об</sub>	т	255

СВ- синхронный вертикальный гидрогенератор; 808-наружный диаметр статора, см; 130- длина активной стали сердечника, см; 24– число полюсов.

### 3.6 Выбор МНУ

В состав системы автоматического управления гидромашиной входят: регулятор частоты вращения; маслонапорная установка с аппаратурой автоматического управления.

По справочным данным [6] выбирается тип и габаритные размеры МНУ и колонок управления.

По номограмме [6] для диаметра 3,0 м турбины РО115/810-В-300 определяем тип МНУ1,6/1 – 40-2,5-2.

Гидроаккумулятор ГА1,6/1-40, для которого

– Вместимость- 1,6 м<sup>3</sup>;

– Число сосудов – 1.

Габаритные размеры гидроаккумуляторов представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10– Габаритные размеры гидроаккумуляторов.

Обозначение	Размеры, мм					
	D	D1	H	H1	DH	d
ГА	1040	1100	2800	2600	100	40

Маслонасосный агрегат:

– Сливной бак МА32-3

– Вместимость - 32 м<sup>3</sup>;

Габаритные размеры маслонапорных агрегатов представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11– Габаритные размеры маслонапорных агрегатов

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B1	B2	L	L1	L2	L3	H	H1	H2	H3	H4
МА	1800	1972	1250	1600	1772	2020	1250	1000	970	910	550	125

Насос 3В8/40ГТ:

– Число насосов- 2;

– Подача 3,47 л/с;

– Мощность 19кВт.

Электродвигатель 4А180S2:

– Мощность 22кВт;

– Частота вращения 2900об/мин;

– Масса 4,9 т.

Электрогидравлические регуляторы ЭГР:

– Тип регулятора ЭГР-2И1-150-11;

– Тип панели электрооборудования ЭГР-2И1;

– Тип гидромеханической колонки управления ЭГР-150-11;

- Габаритные размеры, мм - 335×575×2400;
- Масса 150 кг.

Таким образом, для существующих напоров подошла гидротурбина РО115-В диаметром 3 м., гидрогенератор СВ-808/130-26У4 подвешного исполнения. Количество установленных гидроагрегатов равно 3шт. мощностью 54,1МВт каждый. Данное оборудование полностью удовлетворяет существующим условиям в гидроузле и является возможным для установки с технической и экономической точек зрения.

## 4 Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла

### 4.1 Определение класса сооружения

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

1. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от возможных гидродинамических аварий -отсутствуют. На всей 300-километровой реке нет ни одного населенного пункта. Река Щугор течет по территории национального парка ЮгыдВа. Присваивается IV класс сооружения, так как вблизи территории строительства отсутствуют проживающие жители и населенные пункты.

2. Гидротехнические сооружения гидравлических, гидроаккумулирующих, приливных и тепловых электростанций установленной мощностью от 10 до 300 МВт - соответствуют III классу.  $N_{уст} = 162,4$  МВт, что соответствует III классу сооружения.

3. Класс гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунта оснований: тип грунта основания – песчаник (относится к скальному-А), высота будет находиться в пределах от 60 до 100м- на основании этих показателей предусмотрен II класс.

Установлено, что если гидротехническое сооружение в соответствии с критериями, может быть отнесено к разным классам, такое гидротехническое сооружение относится к наиболее высокому из них.

Принимаем II класс ГТС. Следовательно, обеспеченность расхода принимаем равной 1% для основного расчетного случая.

### 4.2 Гидравлические расчеты

В результате гидравлического расчёта определяем:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода при основном расчетном случае производится при НПУ при полном открытии всех водопропускных сооружений. Определенные размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчетный случай.

Пропуск расчетного расхода воды для поверки расчетного случая надлежит выполнять при ФПУ и  $УНБ_{max}$  всеми пропускными сооружениями.



### 4.3 Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{p.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} = 1040 - 166 = 874 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.1)$$

Донные отверстия при пропуске паводка не учитываются.

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности;

$$Q_{ГЭС.} = Q_{ГА} \cdot (n - 1) - Q_{ГЭС} = 83 \cdot 2 = 166 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.2)$$

$$Q_{ГА} = \frac{N_{уст}}{3 \cdot Kn \cdot H} = \frac{1624000}{3 \cdot 8,7 \cdot 74,9} = 83 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (4.3)$$

где  $Kn$  – коэффициент мощности,  $Kn = 8,7$ ;

$$H_{осн} = НПУ - УНБ(Q_{1040\text{м}^3/\text{с}}). \quad (4.4)$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.5)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (4.6)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ :

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{дна} = 314,10 - 305,0 = 9,1 \text{ м}. \quad (4.7)$$

где  $\nabla_{УНБ}$  отметка уровня воды в НБ, определяется в зависимости от максимального расчетного расхода  $Q_{max.осн.} = 1040 \text{ (м}^3/\text{с)}$  по графику  $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$ .

По рисунку 2.1. «Кривая зависимости расходов от уровней воды р. Щугор» определили:  $\nabla_{УНБ} = 314,10 \text{ м}$ .

Определим удельный расход на водосливе и на рисберме:

$$q_{рисб} = 5,0 \cdot 9,1 = 45,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot 45,5 = 56,9 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{874}{56,9} = 15,4 \text{ м}. \quad (4.8)$$

где  $Q_{\text{расч}}$  – расчетный расход через водосливную плотину, равный  $878 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  
 $q_{\text{вод}}$  – удельный расход на водосливе.

Ширина водосливного фронта должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = 16 \text{ м}.$$

Определим количество водосливных пролетов. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия  $b = 8 \text{ м}$ , тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{16}{8} = 2. \quad (4.9)$$

Так как число пролетов должно быть не менее  $2 \div 3$ , учитывая проведение ремонтных работ и необходимость обслуживать гидромеханическое оборудование затворов, а также вероятную невозможность открытия одного затвора, примем количество водосливных пролетов равным 3.

Тогда ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}. \quad (4.10)$$

Бык примем разрезным, его ширина  $\delta_B = 3 \text{ м}$ . Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане для улучшенного обтекания.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом бычков:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 24 + (3 - 1) \cdot 3 = 30,0 \text{ м}. \quad (4.11)$$

где  $b$  – ширина водосливного отверстия;

$\delta_B$  – ширина быка;

$n$  – количество отверстий.

Удельный расход на водосливе находится по формуле:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_B} = \frac{874}{24} = 36,4 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.12)$$

#### 4.4 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:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{874}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,6 \text{ м}, \quad (4.13)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа А  $m \approx 0,49$ , принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А (Рисунок 4.1.);

$Q_{\text{осн.расч}}$  – расчетный расход через водосливную плотину, (874 м<sup>3</sup>/с);

$B$  – ширина водосливного фронта, равная 24,0 м;

$g$  – ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с<sup>2</sup>.

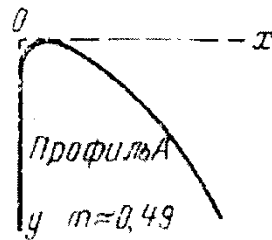


Рисунок 4.1– Водосливная стенка нормального очертания (Кригера- Офицерова), типа А.

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.14)$$

где  $\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.15)$$

где  $b$  – ширина пролёта,

$n$  – число пролётов,

$\xi_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев,

$\xi_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{6,6}{8} = 0,91.$$

Тогда

$$H_{02} = \left( \frac{874}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,00 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе и округлим его до ближайшего стандартного:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (4.16)$$

где  $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса.

$$v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{\omega} = \frac{874}{2520} = 0,35 \text{ м/с.} \quad (4.17)$$

где  $\omega$  – площадь живого сечения при НПУ, равная:

$$\omega = (B + (n - 1) \cdot \delta_B) \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}), \quad (4.18)$$

где  $\delta_B$  – толщина промежуточных быков.

$$\omega = (24 + (3 - 1) \cdot 3) \cdot (389,0 - 305,0) = 2520 \text{ м}^2.$$

Отсюда, определим геометрический напор на водосливе:

$$H = 7,00 - \frac{1,1 \cdot 0,35^2}{2 \cdot 9,81} = 6,99 \text{ м.}$$

Полученный геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 7,0 \text{ м}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 389,0 - 7,0 = 382,0 \text{ м.} \quad (4.19)$$

## 4.5 Проверка на пропуск расчетного расхода при поперочном случае

Определим напор над гребнем водослива при пропуске расхода поперочного расчетного случая:

$$H_{01.пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1007}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,2 \text{ м}, \quad (4.20)$$

где  $Q_{р.пов} = Q_{max} - Q_{ГЭС} - Q_c = 1173 - 2 \cdot 83 = 1007 \text{ м}^3/\text{с}$ , (4.21)

$Q_{ГЭС}$  – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС;

$Q_c$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

$$H_{02.пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} =$$
$$= \left( \frac{1007}{0,49 \cdot 0,904 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,7 \text{ м}, \quad (4.22)$$

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

$$H_{пов} = H_{02.пов} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (4.23)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\PhiПУ - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} =$$
$$= \frac{1007}{(390 - 305) \cdot (24 + (3 - 1) \cdot 44)} = 0,42 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (4.24)$$

$$H = 7,7 - \frac{1,1 \cdot 0,42^2}{2 \cdot 9,81} = 7,7 \text{ м}.$$

Расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\PhiПУ_p = \nabla\text{ГВ} + \text{Нст} = 382 + 7,7 = 389,7 \text{ м}. \quad (4.25)$$

Проверка удовлетворяет требованию-расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной отметки  $\PhiПУ = 390,0 \text{ м}$ .

## 4.6 Построение практического профиля водослива

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова. Вычисленные координаты для построения оголовка профиля А с  $m = 0,49$  представлены в таблице 4.1, а сам оголовок показан на рисунке 4.2.

Таблица 4.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0,0	0,9	14	9,1	3,3	27	19,6	17,2
2	0,7	0,3	15	9,8	3,9	28	20,3	18,5
3	1,4	0,0	16	10,5	4,6	29	21,0	19,8
4	2,1	0,0	17	11,2	5,3	30	21,7	21,1
5	2,8	0,0	18	11,9	6,1	31	22,4	22,4
6	3,5	0,2	19	12,6	6,9	32	23,1	23,8
7	4,2	0,4	20	13,3	7,8	33	23,8	25,3
8	4,9	0,7	21	14,0	8,6	34	24,5	26,7
9	5,6	1,0	22	14,7	9,6	35	25,2	28,2
10	6,3	1,4	23	15,4	10,6	36	25,9	30,0
11	7,0	1,8	24	16,1	11,6	37	26,6	31,3
12	7,7	2,2	25	16,8	12,6	38	27,3	32,9
13	8,4	2,8	26	17,5	13,7	39	28,0	34,5

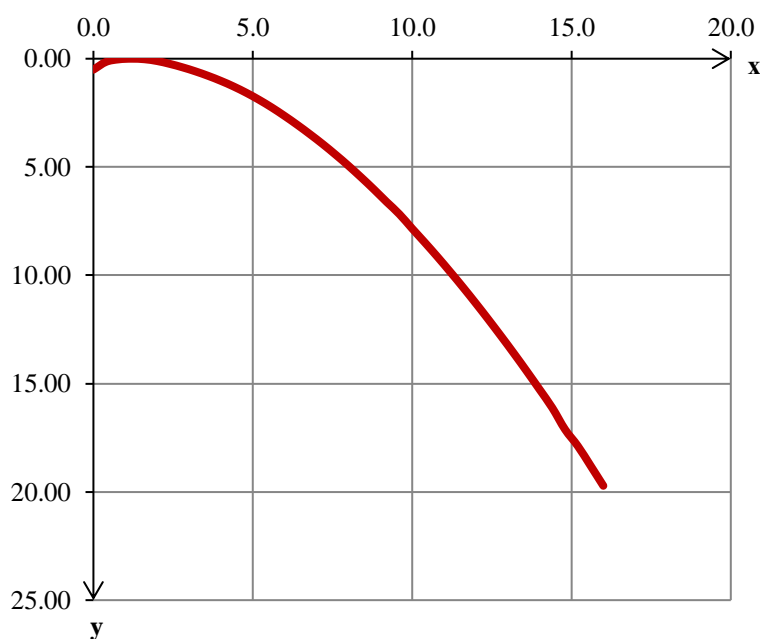


Рисунок 4.2 – Очертание оголовка плотинного практического профиля

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом  $R$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины  $P_B$  и напора на водосливе  $H_{ст}=7$  м [Киселев, табл.6-14].

$$P_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дно} = 382,0 + 305,0 = 77,0 \text{ м.} \quad (4.26)$$

Тогда  $R = 25,0\text{ м}$

#### 4.7 Определение типа сопряжения бьефов

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении.

Полная удельная энергия за водосливом:

$$C_H = \nabla ГВ - \nabla ДНО = 382,0 - 305,0 = 77,0 \text{ м.} \quad (4.27)$$

где  $C_H$  – высота водослива со стороны нижнего бьефа.

Таблица 4.2 – Значения коэффициента скорости  $\varphi$  для криволинейных водосливов

$H/C_H$	1,5	1	0,5	0,3	0,16	0,1
$\varphi$	0,99	0,98	0,96	0,93	0,9	0,88

Определим отношение:  $\frac{H_{ст}}{C_H} = \frac{7,0}{77,0} = 0,1$ , следовательно, значение коэффициента скорости  $\varphi = 0,88$ .

Критическая глубина  $h_k$ :

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 878^2}{9,81 \cdot (30,0)^2}} = 4,6 \text{ м.} \quad (4.28)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{389,0 - 305,0}{4,6} = 18,3 \text{ м.} \quad (4.29)$$

По графику [Киселев, рис.9.55] определим коэффициенты  $\xi_c = 0,18$ ;  $\xi_c'' = 3,3$ .

Сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,18 \cdot 4,4 = 0,8 \text{ м;} \quad (4.30)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,3 \cdot 4,4 = 14,5 \text{ м.} \quad (4.31)$$

Тип сопряжения бьефов устанавливается по соотношению:  $h_c'' > h_H = 9,1 \text{ м}$ .

Тип сопряжения бьефов получился по типу отогнанного прыжка. Отогнанный прыжок за плотиной не допускают по гидравлическим

соображениям и проектируют сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Гасители энергии гасят за плотиной избыточную кинетическую энергию, вместо отогнанного прыжка получается затопленный прыжок.

Так как отношение ширины створа по гребню к высоте плотины больше 3 (ширина створа- 667 м, высота 85 м,  $667/85=8, 8 >3$ ), применяем отброс струи.

Основание плотины сложено скальными породами (песчаник), исходя из этого, выполним сопряжение бьефов свободной отброшенной струей (наиболее экономичный способ гашения избыточной энергии воды).

#### 4.8 Расчет дальности отлета струи и глубины размыва

Дальность отброса струи зависит от превышения отметки ВБ над отметкой носка-трамплина, высоты уступа над дном реки и угла наклона. Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем на 1-2 м.

$Q_{\max\text{повер}}=1173(\text{м}^3/\text{с})$  по графику  $Z_{\text{НБ}}=f(Q_{\text{НБ}})=314,5$  м.

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{макс}}} + 1,5 = 314,5 + 1,5 = 316,0 \text{ м.} \quad (4.32)$$

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (4.33)$$

$$L = 0,85 \cdot 73,0 \cdot 0,88^2 \sin 2 \cdot 35^\circ \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{74,9}{73,0} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,88^2 \cdot \sin^2 35^\circ}} \right) =$$

$$= 92,6 \text{ м.}$$

где  $K_a$  - коэффициент аэрации, принимаю равным 1;

$\alpha$  - угол наклона носка, принимаю равным  $35^\circ$ ;

$\varphi$  - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,88.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 389,0 - 314,1 = 74,9 \text{ м.} \quad (4.34)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 389,0 - 316,0 = 73,0 \text{ м.} \quad (4.35)$$

Коэффициент аэрации  $k_a$  можно определить, зная число Фруда:



$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{33,3^2}{9,81 \cdot 1,1} = 102,8. \quad (4.36)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,88 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 73,0} = 33,3 \text{ м/с}, \quad (4.37)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{36,4}{33,3} = 1,1 \text{ м}. \quad (4.38)$$

Так как  $Fr \geq 35$ ,  $k_a = 0,85$ .

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы оставляет  $L > 0,4z_0$ ,  $92,6 > 0,4 \cdot 74,9 = 30,0$ .

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}} = 29,7 - 9,1 = 20,6 \text{ м}, \quad (4.39)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (4.40)$$

$d$  – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1 м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{102,8}) \cdot \sqrt{102,8} \cdot \sqrt{\frac{9,1}{1}} \cdot 1,1 = 29,7 \text{ м}.$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (4.41)$$

$$\text{где } \text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (4.42)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 35^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,1 \cdot \cos 35^\circ + 11,0 - 9,1)}{33,2^2 \cdot \cos^2 35^\circ}} = 0,74,$$

$$L_1 = 92,6 + \frac{29,7}{\operatorname{tg}37^\circ} = 132 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 4,66 + 3,7 \cdot 20,66 = 87,72 \text{ м.} \quad (4.43)$$

По дну яма размыва – примерно равна  $2,5 \cdot h_{\text{кр}}$ , где  $h_{\text{кр}}$  – критическая глубина потока (4.44):

$$2,5 \cdot h_{\text{кр}} = 2,5 \cdot 4,6 = 11,5 \text{ м.} \quad (4.44)$$

Уклон верхового откоса ямы размыва принимается 1:2,5, уклон низового откоса 1:1,5.

Для защиты здания ГЭС от аэрации при отбросе струи, водосливная плотина расположена на расстоянии двух секций от стационарной части (22 м).

#### 4.9 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Для безопасного сброса воды в нижний бьеф в зимний период в случае аварии или ограничения выработки, и избегания обледенения плотины в нижнем бьефе предусматриваем глубинный водосброс в глухой секции.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$\nabla_{\text{НПУ}} = 31,4 \text{ кмЗ, } \nabla_{\text{УМО}} = 28,9 \text{ кмЗ, } V_{\text{пол.вдхр.}} = 2,5 \text{ кмЗ (} 2,5 \cdot 10^9 \text{ мЗ)}.$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{2,5 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 161 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.45)$$

$$Q_{\text{мах}} = Q_c + Q_{\text{притоказим.}} = 161 + 19 = 180 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.46)$$

$$\nabla_{\text{НБ}} = 309,5 \text{ м, - отметка НБ при } Q_{\text{мах}};$$

$$\nabla_{\text{дна}} = 305,0 \text{ м, } \nabla_{\text{НПУ}} = 389,0 \text{ м,}$$

Расчет сечения водосброса:

Задаемся шириной отверстия водосброса  $b = 1,5 \text{ м}$ . Водосброс располагаем на 3 м выше дна.

Пропускная способность донных отверстий водосливной плотины определяется по формуле.

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{мах}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{180}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 79,5}} = 5,7 \text{ м}^2. \quad (4.47)$$

Примем количество водосбросных отверстий  $n=2$ , тогда площадь сечения одного отверстия:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{5,7}{2} = 2,85 \text{ м}^2. \quad (4.48)$$

Так как сечение отверстия прямоугольное, то:

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 1,5 \cdot 2 = 3 \text{ м}^2. \quad (4.49)$$

Донные отверстие глубинного водосброса разместим в двух глухих секциях плотины, ширина секций составляет 11 м.

Принимаем количество отверстий  $n = 2$ , высотой  $h = 2,0$  м, шириной  $b = 1,5$  м.

#### 4.10 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (4.50)$$

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_s, \quad (4.51)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (4.52)$$

где  $h_{\text{run}1\%}$  – высота волны расчётной обеспеченностью 1%;

$\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II класса – 0,5 м.

##### 4.10.1 Расчет отметки гребня плотины при основном и особом сочетании нагрузок

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [СП 38.13330]. Ветровой нагон представляет собой отклонение водного зеркала от горизонтального положения с уклоном в сторону, противоположную действию ветра.

Высота ветрового нагона определяется как:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,6 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (4.53)$$

где  $V_w = 20$  м/с – расчетная скорость ветра;

$K_w$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 8 м/с:  $K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ ;

$L = 15$  км – длина разгона волны;

$\alpha_w$  – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (буду рассматривать перпендикулярное направление ветра к оси плотины, 0 град.);

$d$  – средняя глубина водохранилища:

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{389,0 - 305,0}{2} = 42 \text{ м.} \quad (4.54)$$

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{390,0 - 305,0}{2} = 42,5 \text{ м.} \quad (4.55)$$

$$\Delta h_{set} = \frac{2,1 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2 \cdot 1500}{9,81 \cdot (42,0 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,03 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

По графику снимаются величины  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$  для полученных значений  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  по верхней огибающей кривой.

Полученные значения сводятся в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,03	4,0
$\frac{gt}{v}$	0,051	4,4

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,03$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 4$  вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

Используя меньшие полученные значения, вычислим среднюю высоту волны  $h$  (м) и средний период волны  $T$  (с):

$$\bar{h} = \frac{0,03 \cdot v^2}{g} = \frac{0,03 \cdot 20^2}{9,81} = 1,2 \text{ м.} \quad (4.56)$$

Средний период волны определяется по формуле:

$$\bar{T} = \frac{4 \cdot v}{g} = \frac{4 \cdot 20}{9,81} = 8,2 \text{ с.} \quad (4.57)$$

Находится средняя длины волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 8,2^2}{2 \cdot 3,14} = 105 \text{ м.} \quad (4.58)$$

Проверка на глубоководность по выражению:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}; \quad (4.59)$$

42 м < 52,5 м – условие не выполняется, следовательно, расчет производим для мелководной зоны.

По графику снимаются величины  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$  для полученных значений  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  по верхней огибающей кривой.

Полученные значения сводятся в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,028	2,
$\frac{gt}{v}$	0,051	4,4

Используя меньшие полученные значения, вычислим среднюю высоту волны  $h$  (м) и средний период волны  $T$  (с):

$$\bar{h} = \frac{0,028 \cdot v^2}{g} = \frac{0,028 \cdot 20^2}{9,81} = 1,14 \text{ м.} \quad (4.60)$$

Средний период волны определяется по формуле:

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot v}{g} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 5,1 \text{ с.} \quad (4.61)$$

Находится средняя длины волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,1^2}{2 \cdot 3,14} = 40,6 \text{ м.} \quad (4.62)$$

Проверка на глубоководность по выражению:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}; \quad (4.63)$$

42 м  $\geq$  20,3 м – условие выполняется.

Высоту волны заданной обеспеченности в системе волн глубоководной зоны определяют, как произведение  $\bar{h}$  и коэффициента  $K_i$ , зависящего от волнообразующих факторов.  $K_i$  определяем для обеспеченности – 1% с учетом мелководной зоны ([7] стр.37).

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны по формуле:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 1,14 \cdot 2,1 = 2,4 \text{ м,} \quad (4.64)$$

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 1,5 \cdot 2,5 \cdot 2,4 = 6,5 \text{ м,} \quad (4.65)$$

где  $k_r = 0,9$  и  $k_p = 0,8$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП [6, таблица 6] крепление откоса железобетонными плитами;

$m = 2$  – заложение откоса;

$k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимаемый по [6, таблица 7];

$k_{run} = 2,5$  – коэффициент, принимаемый по графикам [27, рис. 10] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = 16,9$ .

Превышение гребня плотины над НПУ и отметка гребня плотины:

$$h_s = 6,5 + 0,03 + 0,5 = 7,03,$$

$$\nabla\text{ГП} = 389,0 + 7,03 = 396,0,$$

#### **4.10.2 Расчет отметки гребня бетонной плотины**

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.66)$$

$$\nabla\text{ГБП} = 389,0 + 2,4 + 0,03 + 0,7 = 392,13 \text{ м.}$$

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{ФПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.67)$$

$$\nabla\text{ГБП} = 390,0 + 2,4 + 0,004 + 0,7 = 393,104 \text{ м.}$$

где  $a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее 0,7 м для ГТС II класса.

#### **4.10.3 Расчет отметки гребня быка**

Отметку гребня быка бетонной водосливной плотины примем:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 382,0 + 1,6 \cdot 7 = 393,2 \text{ м.} \quad (4.68)$$

Отметка гребня назначается наибольшей:  $\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГП} = 396,0 \text{ м.}$

### **4.11 Конструирование плотины**

У бетонных плотин на скальном основании следует различать следующие основные элементы: водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, противофильтрационные устройства, дренажи в теле плотины и в основании.

#### **4.11.1 Определение ширины подошвы плотины**

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины.

Для плотин на скальном основании, ширина подошвы находится по формуле:

$$B_n = tg\varphi \cdot h = 0,7 \cdot 86,0 = 60,2 \text{ м.} \quad (4.69)$$

где  $tg\varphi$  – заложение низовой грани = 0,7 (для скальных пород).

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 389,0 - 303,0 = 86,0 \text{ м.} \quad (4.70)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - a = 305,0 - 2 = 303,0 \text{ м,} \quad (4.71)$$

где  $a = 2$  – длина заглубления в метрах.

Определим ширину плотины по гребню, с учетом необходимой ширины для автодороги (минимум 4,5 м), подкрановых путей и расстояний между автодорогой, подкрановыми путями и гранями плотины примем ширину плотины по гребню равной 25,0 м.

#### 4.11.2 Элементы подземного контура плотины

Основание проектируемой водосливной плотины заглублено на 2 м в скалу. Под подошвой плотины со стороны напорной грани устроена вертикальная цементационная завеса, ось которой расположена на расстоянии равном  $(0,05 \div 0,1) \cdot B$ , где  $B$  – ширина подошвы плотины,  $0,07 \cdot 61 = 4,3$  м от напорной грани. Завеса представляет собой ряды буровых скважин (диаметром 100 мм), в которые нагнетается раствор цемента на глубину до  $(0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 57,5$  м от дна.

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{мин}}} = 389,0 - 306,9 = 82,1 \text{ м.} \quad (4.72)$$

где  $\nabla_{\text{НБ}_{\text{мин}}}$  – соответствует санитарному попуску в НБ.

Толщина противофильтрационной завесы  $\delta_{\text{зав}}$  должна быть:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n = \frac{49,3 \cdot 1,20}{15} = 3,9, \quad (4.73)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{\text{кр}}$  – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов принимается 15.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 82,1 - 32,8 = 49,3 \text{ м.} \quad (4.74)$$

#### 4.11.3 Дренаж



Дренажная сеть используется как для разгрузки фильтрационного потока, так и для контроля за фильтрационными расходами, характером их изменения, оценки фильтрационной проницаемости цементационной завесы и представляет собой ряд скважин в основании, соединенных с нижним бьефом отводящим устройством. Совместное применение завес и дренажа дает максимальный эффект.

По [справочник проектировщика, раздел 11.1.3] примем вертикальный дренаж, который выполним в виде одного ряда скважин. Скважины выходят в нижнюю дренажно-смотровую галерею, откуда вода отводится в нижний бьеф. Диаметр дренажных скважин 20 см, расстояние между ними – 3,0 м.

Дренажи устраиваются не только в основании плотины, но и в береговых примыканиях – для перехвата обходного фильтрационного потока с целью обеспечения устойчивости береговых склонов в нижнем бьефе. Глубина дренажа принята равной 0,7 глубины цементационной завесы, то есть 40 м.

Дренажные скважины выполнены из особой галереи в плотине, откуда вода отводится в нижний бьеф.

#### **4.11.4 Разрезка плотины на секции**

Конструктивные швы делят плотину по ширине на секции. Ширина секции равна 11,0 м. Разрезка плотин сквозными швами осуществлена по центру быков с целью исключения возможности неравномерных осадок смежных быков, а, следовательно, и заклинивания затворов.

Конструктивные швы должны обладать водонепроницаемостью, достаточной шириной, позволяющей отдельным секциям перемещаться независимо, возможностью наблюдения за работой швов и ремонта уплотнения. По конструкции швы применяют, как правило, плоские, они отличаются простотой выполнения, возможностью беспрепятственного отвода воды, профильтровавшейся в шов, статической определенностью работы.

Ширина шва при длине около 5 метров от поверхности граней и гребня плотины принята 5 мм, в остальной части сечения (где устанавливается температура, близкая к среднегодовой) – 2мм.

Швы выполняются сквозными на всю высоту (что проще в производстве работ).

#### **4.11.5 Разрезка плотины на столбы**

Разрезы поперек потока (вдоль оси сооружения) образуют в сочетании с секционными разрезами столбы. Столбчатая разрезка с объемными швами обеспечивает независимое возведение отдельных столбов и позволяет омоноличивать объемные швы 1,5 м, при положительных и отрицательных температурах бетона в основных столбах.

Размеры блоков бетонирования в плане 11×20,3 м. Разрезка на блоки служит не только целям разбивки технологии возведения на дискретные (прерывистые) этапы, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по

предотвращению температурного трещинообразования бетона. С учетом ширины подошвы равной 61 м, получается 3 столба по 20,3м.

#### **4.11.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа**

Крепление дна на выходе из отсасывающих труб предназначено для успокоения и рассеяния потока, выполнено из бетонных плит, уложенных по дну на выходе из отсасывающих труб здания ГЭС. Толщина плит примем 0,4 м.

#### **4.11.7 Гаситель энергии воды**

В качестве гасителя избыточной кинетической энергии используется носок – трамплин (режим свободно отброшенной струи). Кинетическая энергия свободно отброшенной струи гасится за счет преодоления сопротивления воздушной среды при аэрации струи и в основном при растекании ее в водяной подушке после погружения под уровень воды в нижнем бьефе, а до стабилизации ямы размыва энергия струи расходуется и на размыв грунта.

Основные размеры носка:

- превышение над максимальным уровнем НБ составляет 1.5 м;
- угол наклона носка – трамплина  $35^{\circ}$ .

#### **4.12 Статистические расчеты водосливной плотины. Основные нагрузки, действующие на водосливную плотину**

Для расчета устойчивости и прочности плотины рассчитаем основные нагрузки, действующие на неё: вес водосливной плотины, вес бычка, вес технологического оборудования (вес затвора и подъёмного механизма), гидростатическое давление с ВБ и НБ, давление наносов, фильтрационное и взвешивающее давление. Результаты расчета сведем в табличную форму.

##### **4.12.1 Вес водосливной плотины**

Нагрузки определяем на 1 погонный метр длины плотины. Для этого вычерчиваем профиль плотины, площадь профиля плотины, центр тяжести и плечо силы определяем с помощью AutoCAD .

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} \quad (4.75)$$

Суммарный момент будет:

$$M = G \cdot R \quad (4.76)$$

где  $R$  – плечо силы.

#### 4.12.2 Вес быка

Площадь профиля быка, центр тяжести и плечо силы определяем с помощью AutoCAD.

В расчетах пренебрегаем уменьшением веса бычка за счёт организации пазов для затвора.

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b}, \quad (4.77)$$

где  $\delta_b = 3$  м – толщина быка.

Расчеты нагрузок водосливной плотины и быка сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета нагрузок водосливной плотины и быка

Водосливная плотина			Бык		
F, м <sup>2</sup>	G, кН/м	R, м	F, м <sup>2</sup>	G, кН/м	R, м
2617	44811	-10,5	3426	21999	-10,5

#### 4.12.3 Вес затвора водосливной плотины

Принимаем затвор плоским, скользящим. Вес определяем по формуле А.П. Березинского [7]:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 68 \cdot \sqrt{68} \cdot 9,81 = 303 \text{ кН}. \quad (4.78)$$

$$\text{где } f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (390,0 - 382 + 0,5) \cdot 8 = 68 \text{ м}^2. \quad (4.79)$$

Таким образом:

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b} = \frac{303}{8} = 38 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.80)$$

Точка приложения равнодействующей  $Q_3$

$$R = -30,1 \text{ м}.$$

#### 4.12.4 Филтpационное давление на подошву плотины, филтpационный pасчёт подземного контуpа

Полное pротиводавление определяется как сумма взвешивающего давления и филтpационного. Для pасчета строим эпюры филтpационного и взвешивающего давления. Далее находим значения давления.

Эпюра филтpационного давления строится в зависимости от полученных соотношений  $\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40$ ;  $\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15$ ; для II класса [СП40.13330.2012], тогда при основном сочетании нагрузок:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot (389,0 - 306,9) = 32,8 \text{ м}; \quad (4.81)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot (389,0 - 306,9) = 12,3 \text{ м}. \quad (4.82)$$

В рамках курсового pроекта pасчет на особое сочетание нагрузок допустимо не проводить.

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\phi} \quad (4.83)$$

где  $S$  – площадь эпюры филтpационного давления;

$\rho_w$  – плотность воды.

Филтpационный pасчет пpедставлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Филтpационный pасчет

S, м <sup>2</sup>	W <sub>φ</sub> , кН/м	R <sub>Wφ</sub> , м
677,7	6648	16

#### 4.12.5 Взвешивающее давление на подошву плотины

Эпюра взвешивающего давления на плоскость подошвы пpинимается по фактическому очертанию подземного контуpа.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} \quad (4.84)$$

где  $S$  – площадь эпюры взвешивающего давления;

$\rho_w$  – плотность воды.

Расчет взвешивающего давления пpедставлен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет взвешивающего давления

S, м <sup>2</sup>	W <sub>взв1</sub> , кН/м	R <sub>Wвзв</sub> , м
200,0	1962	0

#### 4.12.6 Гидростатическое давление воды со стороны ВБ

Гидростатическое давление воды с ВБ для основного сочетания нагрузок определяется по формуле:

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2}, \quad (4.85)$$

где  $H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}}$ . (4.86)

Результаты расчета гидростатического давления воды со стороны ВБ и НБ приведены в таблице 4.8.

#### 4.12.7 Гидростатическое давление со стороны НБ

Гидростатическое давление воды со стороны НБ для основного сочетания нагрузок определяется по формуле:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2}, \quad (4.87)$$

где  $H_H = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}}$ . (4.88)

Таблица 4.8 – Расчет гидростатического давления воды со стороны ВБ и НБ

Бьеф	S, м2	$T_H$ , м	R, м
ВБ	3528,0	34609,68	28
НБ	7,6	74,556	-1,3

#### 4.12.8 Давление наносов

Равнодействующая сила наносов  $W_H$  на 1 погонный метр определяется как площадь треугольной эпюры, основание которой равно  $P_H$  – давление наносов, а высота равна высоте слоя наносов  $h_H$ .

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{3,0 \cdot 18,4}{2} = 27,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.89)$$

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 13 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{21}{2} \right) = 18,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (4.90)$$

где  $\gamma_H = 13 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;

$\varphi_n = 21^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

#### 4.12.9 Волновое давление

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

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,4^2}{40,6} = 0,45 \text{ м.} \quad (4.91)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,4 \cdot \left( \frac{40,6}{3,14} + \frac{0,45}{2} \right) = 155 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (4.92)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{40,6}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,4 = 5,6. \quad (4.93)$$

Эпюра волнового давления представлена в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше  $1,1h_{1\%} = 2,6$  м над УВБ, а другая не ниже  $8h_{1\%} = 19,2$  м УВБ.

#### 4.13 Сбор нагрузок

Значение соответствующей нагрузки в таблице равно произведению нагрузки вычисленной выше на коэффициент надежности по нагрузке  $\gamma_f$  [13].

Знак момента силы выбираем в зависимости от действия на сооружение: если сила, действующая на плотину, стремится повернуть ее по часовой стрелке относительно середины подошвы, то моменту от этой силы присваиваем знак «+», против часовой «-» момент от силы считаем отрицательным.

Сведем все нагрузки в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Основные нагрузки на плотину при основном сочетании нагрузок

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление	Основное сочетание нагрузок		
			Сила, кН/м	Плечо, м	Момент, кН
Гидростатическое давление ВБ	1	→	34609,7	28,0	969071,0
Гидростатическое давление НБ	1	←	74,6	-1,3	-96,9
Вес плотины	0,95	↓	42570,1	-10,5	-446986,3
Вес быка	0,95	↓	20898,7	-10,5	-219436,6
Вес затвора	0,9	↓	34,2	-30,1	-1029,4
Давление наносов	1,2	→	33,1	3,0	99,4
Волновое давление	1	→	155,0	78,5	12167,5
Фильтрационное давление	1	↑	6648,2	16	106371,8
Взвешивающее давление	1	↑	1962,0	0,0	0,0
$\Sigma N_{\text{верт}}$ , кН/м		↓	54893		
$\Sigma N_{\text{гор}}$ , кН/м		↔	34723		
$\Sigma M$ , кН			420160		

#### 4.14 Расчет прочности плотины

Расчет прочности будем проводить по методу предельных состояний I-ой группы (состояние, при котором сооружение становится не пригодным к эксплуатации) [16].

##### 4.14.1 Расчет напряжений в контактном сечении водосливном плотины

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м. длины) выполняется по формулам:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{54893}{61} + \frac{6 \cdot 420160}{61^2} = -222 \text{ кН/м}^2 \quad (4.94)$$

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

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 82,1 = -905 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.95)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,

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

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -222 \text{ кПа.} \quad (4.97)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 82,1 = -805 \text{ кПа.} \quad (4.98)$$

– для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{54893}{61} - \frac{6 \cdot 420160}{61^2} = \\ &= -1577 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (4.99)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2) - 1577,00 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 3,9 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,7^2) = -792 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (4.100)$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 3,9 - 1577,00) \cdot 0,7 = \\ &= 1077 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (4.101)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -1577,00 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot \\ &3,9 \cdot 0,7^2 = -2332 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (4.102)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 3,9 = -38 \text{ кПа.} \quad (4.103)$$

В приведенных формулах изгибающий момент относительно середины расчетного сечения по часовой стрелке принят со знаком «+», против часовой стрелки со знаком «-»; нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком «+», сжимающие со знаком «-».

Сведем результаты расчета в таблицу 4.10.



Таблица 4.10 – Напряжения в контактном сечении водосливной плотины

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-222,00	-1577,00
$\sigma_x$	-805,00	-792,00
$\tau_{xy}$	0	1077,00
$\sigma_1$	-222,00	-38,00
$\sigma_3$	-805,00	-2332,00

#### 4.14.2 Оценка прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, проверяем сооружение на прочность. Должно выполняться следующее условие:

1. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0.$$

2. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.104)$$

3. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.105)$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения [11];

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ .

$R_b = 7,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В12,5, которое определяем по [8].

4. В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0.$$

Оценка прочности плотины представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Оценка прочности плотины

Основное сочетание нагрузок
$\sigma_y^u < 0$ , кПа
$-222 < 0$ (сжатие)
$ \sigma_y^u  \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u$ , кПа
$ 222  \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 82,1 = 201$
$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot  \sigma_3  \leq \gamma_{cd} \cdot R_b$ , кПа
$1,20 \cdot 1 \cdot  805  = 966 \leq 0,9 \cdot 7500 = 6750$
$\sigma_c^u < 0$ , кПа
$-222 < 0$ (сжатие)

Все вышеперечисленные условия выполняются.

#### 4.15 Расчет устойчивости плотины

Расчет устойчивости сооружения на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига, проходящих по:

- а) трещинам в массиве основания  $\gamma_{lc} = 1,0$ ;
- б) контакту бетон-скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту  $\gamma_c = 0,95$ .

$$\frac{[\sum W_{\text{верт}} \cdot tg\varphi + C \cdot F] \cdot \gamma_c}{\sum W_{\text{гориз}} \cdot \gamma_{lc}} \leq \gamma_n, \quad (4.106)$$

где  $\sum W_{\text{гориз}}$  – сумма сдвигающих сил, кН/м;  
 $\sum W_{\text{верт}}$  – сумма сил, действующих вертикально, кН/м (таблица 4.7);  
 $F$  – площадь контакта подошвы основания на один погонный метр, м<sup>2</sup>;  
 $\varphi = 35$  – угол внутреннего трения,  $tg\varphi = 0,70$ ;  
 $C = 100$  кН/м<sup>2</sup> – удельное сцепление скального основания.

Расчетный коэффициент надежности должен быть больше нормативного значения, для II класса сооружений  $\gamma_n = 1,20$ .

Основное сочетание нагрузок:

$$\frac{[54893 \cdot 0,7 + 100 \cdot 61] \cdot 0,95}{34723 \cdot 1,0} = 1,22 > \gamma_n,$$

Анализируя расчетные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности.

#### 4.16 Расчет высоты перемычек 1-й очереди

Перекрытая перемычками часть русла составляет не более 50-60% для скальных оснований.

Для назначения отметок гребня продольной и верховой поперечной перемычек определяют повышение уровней воды перед верховой перемычкой.

Повышение уровня воды определяется по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{v_c^2}{2g} - \frac{v_0^2}{2g} = \frac{1}{0,8^2} \cdot \frac{3,4^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,7^2}{2 \cdot 9,81} = 0,77 \text{ м}, \quad (4.107)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости, для прямоугольных перемычек  $\varphi = 0,75 - 0,8$ ;;  
 $v_c$ , и  $v_0$  и – бытовая скорость реки и скорость реки в суженном русле.

При этом  $v_c$  не должна превышать неразмывающую скорость для самых крупных частиц грунта ложа реки:

$$v_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_c} = \frac{875}{258,8} = 3,4 \text{ м/с}, \quad (4.108)$$

$$v_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0} = \frac{875}{517,5} = 1,7 \text{ м/с}, \quad (4.109)$$

где  $w_c$  – площадь поперечного сечения суженной части русла при  $Q_{\text{стр}}$ ;

$w_0$  – площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{\text{стр}}$ .

Расчетный максимальный расход воды (расчетный строительный расход) принимается, исходя из ежегодной вероятности превышения, устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации временного гидротехнического сооружения – перемычки.

Примем расчетную обеспеченность равной 10%, тогда  $Q_{\text{стр}} = 875 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\nabla_{\text{УНБ}} = 313,7 \text{ м}$ .

Площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{\text{стр}}$  и  $\nabla_{\text{УНБ}} = 313,7 \text{ м}$ . Определяем в AutoCAD:  $w_0 = 517,5 \text{ м}^2$ , соответственно  $w_c = 258,8 \text{ м}^2$ .

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{ВП}} = h_{\text{НБ}} + z + a = 8,7 + 0,77 + 1,0 = 10,5 \text{ м}, \quad (4.110)$$

где  $a$  – конструктивный запас, принимается равным 1 м.

## **5 Технология гидротехнического строительства**

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

Так как гидроэлектростанция является высоконапорной (высота 93 м), принято решение применить русловую компоновку гидроузла с приплотинным зданием ГЭС.

Пропуск строительных расходов на начальном этапе осуществляется через стесненное русло реки, на заключительных этапах через донные отверстия.

Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционированного русла будем выполнять в два этапа. На первом этапе выполним расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло, а на втором – через донные отверстия недостроенной водосливной части.

Строительство гидроузла основной период разбиваем на 5 этапов:

I этап– возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

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

IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

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

### **5.2 I этап– возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла**

Основные строительные работы I этапа:

– возведение верховой, продольной и низовой перемычек котлована I очереди;

откачка воды из котлована;

– бетонирование тела водосбросной плотины до отм. 319,5 м с организацией донных отверстий в секциях 33,34;

– врезка в скалу правого берега;

– бетонирование глухих секций №38-46;

– устройство глубокой цементационной завесы в основании секций №32 по №46;

– бурение дренажных скважин в основании плотины;

– монтаж затворов для донного отверстия и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

Пропуск строительных расходов на этом этапе будет производиться по стесненному руслу реки со стороны левого берега. Для того чтобы обеспечить строительство сооружений, необходимых для перекрытия русла реки, требуется

возвести перемычки, образующие котлован первой очереди (перемычки первой очереди).

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 60 % ширины русла в створе.

### 5.2.1 Расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло

Цель расчета – обеспечить безопасный пропуск строительных расходов и определить оптимальные размеры перемычек первой очереди.

Перемычки относятся к временным сооружениям IV класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 10-х лет принимаем равной -10% [1, п.8.30 2].

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет  $Q_{стр} = 875 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\nabla_{УВ} (Q_{10\%}) = 313,5 \text{ м}$ , при этом глубина воды в реке равна 8,5 м,  $h = \nabla_{УВ} (Q_{10\%}) - \nabla_{Дна} = 313,5 - 305 = 8,5 \text{ м}$ .

Отметка гребней продольной и верховой перемычек напрямую зависит от повышения уровня воды перед верховой перемычкой.

При определении отметки гребня верховой перемычки также необходимо учесть конструктивный запас по высоте.

Таким образом, отметки гребней продольной и верховой перемычек первой очереди можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

$$H_{ВП} = h_{нб} + Z + a, \quad (5.1)$$

$$H_{ВП} = 8,5 + 0,1 + 1 = 9,6 \text{ м}.$$

для продольной перемычки:

$$H_{ПП} = h_{нб} + Z, \quad (5.2)$$

$$H_{ПП} = 8,5 + 0,1 = 8,6,$$

где  $h_{нб}$  – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая  $Q_{стр}$ ;

$Z$  – значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой;

$a$  – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

Значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой можно вычислить по формуле:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.3)$$

$$Z = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{1,45^2}{19,62} - \frac{0,78^2}{19,62} = 0,112 \text{ м.}$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости, для трапецидальных перемычек  $\varphi = 0,8 - 0,85$ , принимаем  $\varphi$  равным  $0,85$ ;

$V_0$  – бытовая скорость воды в реке;

$V_c$  – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0}, \quad (5.4)$$

$$V_0 = \frac{875}{1100} = 0,78 \text{ м/с. ,}$$

где  $w_0$  – площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{\text{стр}}$  .

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_c}, \quad (5.5)$$

$$V_c = \frac{875}{600} = 1,45 \text{ м/с.}$$

где  $w_c$  – площадь поперечного сечения суженной части русла при  $Q_{\text{стр}}$  (55% от  $w_0$ );

По плану определяем длины верховой перемычки  $L_{\text{в}}=188,5$  м и продольной перемычки  $L_{\text{п}}=196,7$  м.

Допустимая неразмывающая средняя скорость для грунтов (песчаник) реки равна  $3,5$  м/с, следовательно, русло не размывается.

### 5.2.2 Определение тип и конструкции перемычек

Принимаем каменно-земляные перемычки с шириной по гребню  $6$  м. Верховой откос перемычки  $1:2$ , низовой  $1:1$ , представлен на рисунках 5.1 и 5.2,5.3.

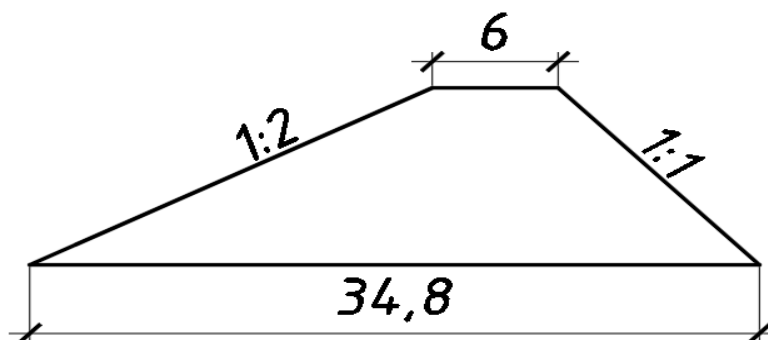


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение верховой перемычки

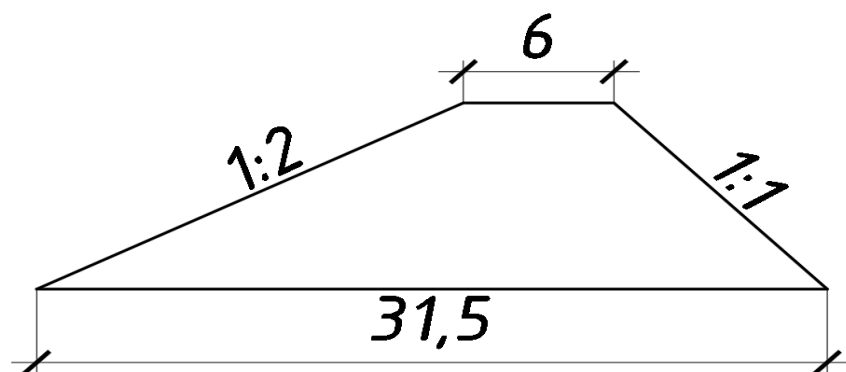


Рисунок 5.2– Поперечное сечение продольной перемычки

Площади поперечного сечения перемычек.

Определяем площади поперечного сечения перемычек  $\omega_{вп} = 195,8 \text{ м}^2$ ;  
 $\omega_{пп} = 159,4 \text{ м}^2$ .

Определяем суммарный объём верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V = \omega_{пп} \cdot L_{пп} + \omega_{вп} L_{вп}, (\text{м}^3), \quad (5.6)$$

$$V = \frac{(\omega_{пп} \cdot L_{пп} + \omega_{вп} L_{вп})}{2} = \frac{159,4 \cdot 196,7 + 195,8 \cdot 188,5}{2} = 34131,2 \text{ м}^3 \quad (5.7)$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{нп} = h_{нб} + a = 8,5 + 1 = 9,5 \text{ м} \quad (5.8)$$

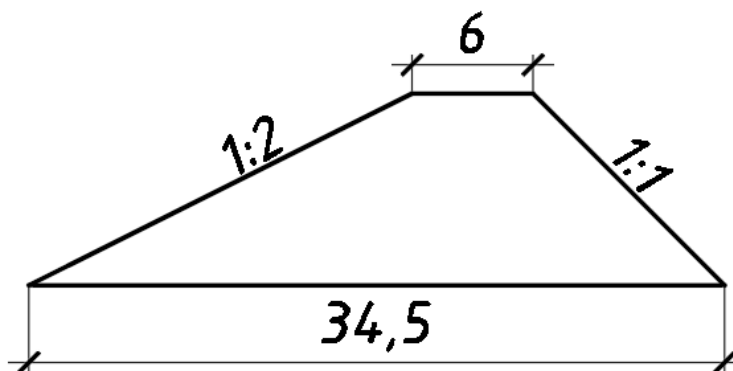


Рисунок 5.3 –Поперечное сечение низовой перемычки

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки:  $\omega_{нп}=192,3 \text{ м}^2$ .

Определяем объём низовой перемычки:

$$V = \omega \cdot L_{нп} = \frac{192,3 \cdot 188,5}{2} = 18124,3 \text{ м}^3. \quad (5.9)$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.  
Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \frac{\Sigma V_{\text{пер}}}{J_{\text{пер}}} = \frac{34131,2 + 18124,3}{800} = 66 \text{ сут} = 2,2 \text{ мес}, \quad (5.10)$$

где  $\Sigma V_{\text{пер}}$  – суммарный объем всех перемычек,

$J_{\text{пер}}$  – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем 800 м<sup>3</sup>/сут. (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

Время необходимое на отсыпку перемычек 2,2 месяца.

### 5.2.3 Осушение котлована 1-й очереди

Определяем площадь поверхности воды, заключенной между перемычками I очереди котлована  $S=37077,9 \text{ м}^2$  с помощью программы AutoCad. Определяем глубину воды в котловане  $h = 7 \text{ м}$  при среднем расходе воды в реке  $Q = 450 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована (с учетом притока на фильтрацию):

$$V = h \cdot S = 7 \cdot 37077,9 \cdot 2 = 519090,6 \text{ м}^3. \quad (5.11)$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (К 300/30) имеющие производительность  $W=300 \text{ м}^3/\text{час}$  в количестве 4 шт.

Расчитываем время откачки с использованием 4 насосов.

$$t = \frac{V}{W \cdot n} = \frac{519090,6 / (300 \cdot 4)}{24} = 19 \text{ суток}. \quad (5.12)$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{7}{19} = 0,4 \frac{\text{м}}{\text{смен}}. \quad (5.13)$$

Интенсивность откачки не превышает допустимую величину 0,7 м/сут. Условие выполняется.

### 5.2.4 Земельно-скальные работы

Цикл земельно-скальных работ состоит из буровзрывных работ и разработки котлована экскаваторами с погрузкой в автотранспорт и транспортировки его в бурт.

Определяем объемы земельно-скальных работ, объем котлована под водосливную плотину.

Определим объем разрабатываемого грунта с учетом объёма грунта для



прокладки дороги (40% от врезки).

Размеры котлована в плане 188,5 м и 196,7 м соответственно, глубина выемки 2 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c = 188,5 \cdot 196,7 \cdot 2 = 74155,9 \text{ м}^3. \quad (5.14)$$

С учетом объема грунта для прокладки дороги:

$$V = 74155,9 \cdot 0,6 + 74155,9 = 118\,649,44 \text{ м}^3.$$

Объем котлована второй очереди:

Размеры котлована в плане 110 м и 196,7 м соответственно, глубина выемки 2 м.

Определяем объем вынимаемого грунта:

$$V = 110 \cdot 196,7 \cdot 2 = 43274 \text{ м}^3.$$

### 5.2.5 Определение объемов земельно-скальных работ для врезки в берега глухих секций плотины

$$V_{\text{врезки}} = 501590 \text{ м}^3.$$

Суммарный объем земельно-скальных работ составит:

$$\sum W_{\text{выемки}} = V_{\text{врезки}} + V_{\text{котл}} + V_{\text{вод}} = 501590 + 744156 + 443274 + 50986 = 670006 \text{ м}^3. \quad (5.15)$$

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭКГ-5А, вместимость ковша  $q_{\text{ков}} = 5 \text{ м}^3$ .

Производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 3,1 \cdot 133 \cdot 0,75 = 310 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.16)$$

$$\text{где } q_{\text{ц}} = q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}/k_{\text{р}} = 5 \cdot 0,9/1,45 = 3,10 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.17)$$

$k_{\text{н}} = 0,9$  - коэффициент наполнения ковша;

$k_{\text{р}} = 1,45$  коэффициент разрыхления грунта;

$k_{\text{в}} = 0,75$  - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени;

$q_{\text{ков}}$  - геометрическая емкость ковша экскаватора;

$$n_{\text{ц}} = 3600/t_{\text{ц}} = 3600/27 = 133 \quad (5.18)$$

где  $t_{\text{ц}}$  - продолжительность цикла экскаватора 27 сек.  
 Определяем производительность экскаватора в месяц:

$$310 \cdot 8 \cdot 21 = 52080 \text{ м}^3/\text{мес.}$$

Определяем время на выполнение земляных работ:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}} = \frac{670006}{52080} = 13 \text{ мес/} \quad (5.19)$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал с объемом кузова 4-5 ковшей экскаватора, то есть 20м<sup>3</sup>. Принимаем БелАЗ 7548, со следующими характеристиками:

- вместительность кузова 20 м<sup>3</sup>, грузоподъемность 40 тонн.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный  $V_{\text{гр}} = 20 \text{ км/ч}$ ;

- порожний  $V_{\text{пор}} = 30 \text{ км/ч}$ .

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 2 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}} = \frac{20}{3,1} = 6,4 \text{ ковшей,} \quad (5.20)$$

где  $Q_{\text{сам}}$  - грузоподъемность самосвала,  $Q_{\text{сам}} = 10 \text{ м}^3$ .

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{маш}}) = \frac{2}{20} + \frac{2}{30} + (0,32 + 0,021) = 0,5 \text{ ч.} \quad (5.21)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,5 \cdot 3600}{27 \cdot 7} \approx 10 \text{ машин.} \quad (5.22)$$

Определяем интенсивность выполнения земельно-скальных работ работ в маш·час/м<sup>3</sup>:

$$I_{\text{зр}} = 13 / 670006 = 0,000019 \text{ маш} \cdot \text{час/м}^3.$$

## 5.2.6 Буровзрывные работы

Буровзрывные работы (далее БВР) выполняем методом скважинных зарядов, основное время при буровзрывных работах затрачивается на бурение скважин. Для подбора бурового станка назначаем сетку бурения скважин 4х4 м.

$$L_{\text{ск}} = H_{\text{уст}} + h_{\text{п}} = 6 + 10 \cdot 0,160 = 7,6 \text{ м}, \quad (5.23)$$

$$\text{где } h_{\text{п}} = (10 - 12) \cdot d \quad (5.24)$$

$d$  – диаметр скважины, определяется маркой бурового станка (для БТС 150 равна 160 мм).

$H_{\text{уст}}$  – высота уступа.

Определяем класс породы по трудности бурения Пб.

Песчаники относятся к породам средней трудности бурения  $P_6=6$ . Принимаем станок буровой тракторный БТС-150 БМ (ТУ 34-23-10132-86) предназначен для бурения скважин в мягких, мерзлых и скальных породах. Установка используется при взрывных работах в карьерах, разработке грунтов при рытье строительных котлованов под фундаменты возводимых объектов. Бурение производится шнековым или шарошечным методом. Глубина бурения установки БТС-150 - до 36 м (шарошечным способом при размере скважины до 160 мм), при шнековом бурении - до 11 м (диаметр скважны - до 200 мм). Допустимый угол наклона бурового станка к вертикали - до  $30^\circ$ .

Определяем производительность бурового станка.

Сменная производительность бурового станка метры/смену определяется:

$$P_{\text{б.см}} = \frac{T_{\text{см}}}{T_0 + T_{\text{в}}} \cdot K_{\text{и.б}} = \frac{8}{0,09 + 0,016} \cdot 0,8 = 60,4 \text{ м/см}. \quad (5.25)$$

где  $T_{\text{см}}=8$  час – продолжительность смены;

$T_0, T_{\text{в}}$  – продолжительность выполнения основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1 м скважины, в час;

$K_{\text{и.б}}=0,8$  – коэффициент использования сменного времени;

$$T_0 = \frac{1}{V_6} = \frac{1}{11} = 0,09 \text{ час} \quad (5.26)$$

$$T_{\text{в}} = 0,016 \text{ час.}$$

где  $V_6=11$  м/ч. – техническая скорость бурения.

Определяем объем буровых работ в п.м. бурения.

Определяем объем выемки, приходящийся на одну скважину:

$$W_{\text{СКВ}} = 4 \cdot 4 \cdot L_{\text{СКВ}} = 16 \cdot 7,6 = 121,6 \text{ м}^3. \quad (5.27)$$

$$N_{\text{СКВ}} = \frac{\sum W_{\text{ВЫЕМКИ}}}{W_{\text{СКВ}}} = \frac{670006}{121,6} = 5510 \text{ шт. СКВ/} \quad (5.28)$$

$$N_{\text{СКВ}} \cdot L_{\text{СКВ}} = 5510 \cdot 7,6 = 41875 \text{ м. бурения.} \quad (5.29)$$

Определяем время, необходимое для выполнения буровых работ:

$$\text{п. м. бурения /Пб. см} = 41875/60,4 = 693 \text{ смен} = 5547 \text{ ч.} \quad (5.30)$$

Определяем интенсивность выполнения БВР работ в маш·час/м<sup>3</sup>:

$$I_{\text{б}} = 5547 / 670006 = 0,0083 \text{ маш} \cdot \text{час/м}^3. \quad (5.31)$$

### 5.3 Бетонные работы

Цикл бетонных работ состоит из: вспомогательных и основных работ. К вспомогательным работам относятся: арматурные и опалубочные работы.

К основным работам относятся: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси: горизонтальный и вертикальный, подготовка оснований, укладка бетона в блоки бетонирования, уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном, контроль качества, производство работ в зимних условиях.

#### 5.3.1 Водосливная плотина до отм. 319,5 м I этапа

Ширина подошвы плотины  $B=60,2$  м;

Высота бетонируемой части водосливной плотины  $h=16,5$  м;

Длина бетонируемого участка плотины:  $L=165,8$  м;

Размеры донного отверстия  $2 \cdot 1,5$ , м;

Площадь донного отверстия  $\omega_{\text{до}}=3$  м<sup>2</sup>;

Количество донных отверстий,  $n_{\text{до}}=2$ .

Находим суммарный объём всех донных отверстий:

$$V_{\text{до}} = n_{\text{до}} \cdot B \cdot \omega_{\text{во}} = 2 \cdot 60,2 \cdot 3 = 361,2 \text{ м}^3. \quad (5.32)$$

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}} = B \cdot L \cdot h - V_{\text{до}}; \quad (5.33)$$

$$V_{\text{б.р.}} = 60,2 \cdot 165,8 \cdot 16,5 - 361,2 = 164327,9 \text{ м}^3.$$

### 5.3.2 Бетонные работы разделительной стенки

Ширина устоя  $V=3$  м;

Высота бетонированной части водосливной плотины  $h=16,5$  м;

Длина бетонированного участка  $L=105,3$  м;

Определяем общий объем бетонированной части:

$$V_{б.р.} = V \cdot L \cdot h = 3 \cdot 105,3 \cdot 16,5 = 5212,35 \text{ м}^3. \quad (5.34)$$

### 5.3.3 Здание ГЭС

Ширина подошвы плотины с учетом здания ГЭС  $V=60,2+25=85,2$  м;

Высота бетонированной части плотины  $h=16,5$  м;

Длина бетонированного участка плотины на данном этапе  $L=66$  м;

Определяем общий объем бетонированной части водосливной плотины:  $V_{б.р.}=85,2 \cdot 66 \cdot 16,5= 92782,8$  м<sup>3</sup>.

### 5.3.4 Водосливная плотина верхняя часть и правобережная глухая часть плотины

Бетонированный участок плотины имеет форму призмы. Бетонирование между отметками 319,5 м и 396,0 м.

Ширина сечения в верхней части плотины на данном этапе,  $V=25$  м;

Ширина сечения в нижней части 47 м.

Наибольшая высота бетонированной части водосливной плотины  $h=76,5$  м;

Длина бетонированного участка плотины  $L=451$  м;

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины  $\omega_{п}=1736$  м<sup>2</sup>.

### 5.3.5 Нижняя часть стационарной плотины

Основные характеристики стационарной плотины:

Нижняя часть плотины имеет форму параллелепипеда.

Ширина подошвы плотины  $V=60,2$  м;

Высота бетонированной части водосливной плотины  $h=16,5$  м;

Длина бетонированного участка плотины на данном этапе  $L=92,4$  м;

Определяем общий объем бетонированной части плотины:

$$V_{б.р.} = 60,2 \cdot 92,4 \cdot 16,5 = 91780,9 \text{ м}^3.$$

### 5.3.6 Верхняя часть стационарной плотины и левобережной глухой части плотины

Бетонированный участок плотины имеет форму призмы. Бетонирование между отметками 319,5 м и 396,0 м.

Ширина сечения в верхней части плотины на данном этапе,  $V=25$  м;

Ширина сечения в нижней части 47 м.

Наибольшая высота бетонируемой части водосливной плотины  $h=76,5$  м;  
Длина бетонируемого участка плотины  $L=467$  м;  
Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины  $\omega_{п}=1620$  м<sup>2</sup>.

Определяем общий бетонируемой части плотины:

$$V = \omega_{п} \cdot L_{пл} = 1620 \cdot 467 = 756540 \text{ м}^3. \quad (5.35)$$

Суммарный объем бетонных работ равен:

$$\Sigma W_{бет} = 164327,9 + 5212 + 92782,8 + 782936 + 91780,9 + 756540 = 1\,893\,579,9 \text{ м}^3.$$

#### 5.4 Арматурные работы

Объем арматурных работ для первого этапа возведения сооружения определяем исходя из интенсивности армирования, в зависимости от массивности бетонных конструкций равно:

$$W_{арм} = W_{бет} \cdot J_{арм} = 1\,893\,579,9 \cdot 13 = 24616538,7 \text{ кг}. \quad (5.36)$$

Интенсивность армирования  $J_{арм}$  для массивных плотин принимается 10-15 кг арматуры на 1 м<sup>3</sup> бетона, принимаем  $J_{арм}=13,0$  кг/м<sup>3</sup>.

Примем стержневую арматуру А-3 диаметром 32 мм по СП 41.13330.2012.

Монтаж арматурных работ выполняются башенным краном. Примем башенный кран КБГС-1000, такой же, что и для укладки бетона.

По ГЭСН-37-01-027-02 посчитаем время на монтаж арматурных конструкций: 81,53 м·ч на 100 т армоизделий. Время выполнения арматурных работ  $t_{арм}=24616,53 \cdot 81,53/100 = 20\,069,8$  м·час.

Состав работ: Установка кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т армокаркасов и армоферм массой до 5 т, сварка стыков.

#### 5.5 Опалубочные работы

Объем опалубочных работ определяется исходя из коэффициента опалубливаемой поверхности  $K_{оп}$  в зависимости от массивности бетонных конструкций.

Для массивных плотин  $K_{оп}$  принимается 0,4-0,6 м<sup>2</sup> опалубки на 1 м<sup>3</sup> бетона, примем  $K_{оп}=0,5$ .

$$S_{опал} = W_{бет} \cdot K_{оп} = 1\,893\,579,9 \cdot 0,5 = 946789,95 \text{ м}^2 \quad (5.37)$$

## 5.6 Подбор вида опалубки

Принимаем щитовую деревометаллическую опалубку, имеющую заводское изготовление и высокую оборачиваемость, площадь щита до 10м<sup>2</sup>.

Назначаем технологию монтажа опалубочных конструкций

Установка опалубки выполняется краном КБГС 1000, по ГЭСН-37-01-021-01 посчитаем время на монтаж опалубочных конструкций.

15,81м·час на 100м<sup>2</sup>опалубливаемой поверхности.

Время выполнения опалубочных работ:

$$t_{\text{опалубки}} = 946789,95 \cdot \frac{15,81}{100} = 149687,5 \text{ м} \cdot \text{ч.}$$

Состав опалубочных работ: Установка и разборка щитовой плоской опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т: деревометаллической площадью щита до 10 м<sup>2</sup>. Устройство опалубки с подачей ее кранами и крепление. Разборка опалубки с вывинчиванием анкерных болтов/

## 5.7 Приготовление бетонной смеси, подача бетонной смеси в блок

Приготовление бетонной смеси осуществляется на Бетонном заводе, который характеризуется производительностью бетонной смеси 90 м<sup>3</sup>/ час.

Принимаем завод фирмы ZZBO ФЛАГМАН-90 в зимнем исполнении (3шт). Характеристики:

- производительность 90 м<sup>3</sup>·час;
- бункер инертных материалов 2шт. с подогревом;
- дозатор автоматический;
- система дополнительного дозирования добавок.

Количество автобетоносмесителей для транспортирования бетонной смеси от бетонного завода на расстоянии 2,5 км до места укладки принимаем КАМАЗ-6540- автобетоносмеситель объемом 7м<sup>3</sup>.

Определяем объем бетонной смеси, перевозимой одним автобетоносмесителем в смену:

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot \frac{K}{t_{\text{цикла}}} = 7 \cdot 60 \cdot \frac{0,8}{28} = 96 \text{ м}^3 \text{ в смену,} \quad (5.38)$$

где  $q=7\text{м}^3$ – объем порции бетонной смеси, перевозимой за один рейс в м<sup>3</sup>;

$T=8$  час – продолжительность смены в часах;

$K=0,8$  – коэффициент использования рабочего времени.

$$t_{\text{цикла}}(\text{в мин}) = t_{\text{загр}} + t_{\text{проб}} + t_{\text{выгр}} + t_{\text{пор.пробег}} + t_{\text{очисткакузова}}, \quad (5.39)$$

$$t_{\text{цикла}} = (5 - 8 \text{мин}) + \left( \frac{2,5 \text{км}}{\frac{20 \text{км}}{\text{ч}}} \right) + 3 \text{мин} + \left( \frac{2,5 \text{км}}{\frac{50 \text{км}}{\text{ч}}} \right) + 3 \text{мин} =$$

$$= 5 + 12 + 3 + 5 + 3 = 28 \text{ мин}$$

$$N = \frac{I}{Q} = \frac{800}{96} = 9 \text{ шт}, \quad (5.40)$$

где  $N$  – количество автобетоносмесителей;

$I$  – интенсивность бетонных работ  $\text{м}^3 / \text{смену}$ .

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования используем схему размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на сооружениях.

К достоинствам данной схемы относятся:

- не требуется возведение дорогостоящих эстакад;
- раньше можно начинать бетонирование;
- бетонирование не связано с пропуском строительных расходов;
- возможность наполнения водохранилища и пуска первых ГА задолго до окончания бетонных работ и соответственно отказа от системы водоотлива в более ранние сроки.

К недостаткам относят:

- ограничение маневренности бетоноукладочных кранов в горизонтальной плоскости;
- требуется перестановка кранов и переустройство транспортных путей.

Принимаем бетоноукладочный кран КБГС-1000.

Определяем время выполнения укладки  $t_{\text{укладк}}$  бетона в блоки краном КБГС-1000 г/п 25- 50тн.

по ГЭСН37-01-008-01 - 5,41м·час на 100м<sup>3</sup> бетона.

$$t_{\text{укладк}} = W_{\text{бет}} \cdot \frac{5,41}{100} = 1893579,9 \cdot \frac{5,41}{100} = 102\,442,6 \text{ м} \cdot \text{час}, \quad (5.41)$$

$$t_{\text{вибрир}} = W_{\text{бет}} \cdot \frac{7}{100} = 1893579,9 \cdot \frac{7}{100} = 132\,550,5 \text{ м} \cdot \text{час}, \quad (5.42)$$

Определяем суммарное время выполнения бетонных работ первого этапа:

$$T_{\text{б}} = t_{\text{арм}} + t_{\text{опалубка}} + t_{\text{укладк}} + t_{\text{вибрир}} = \text{м} \cdot \text{час}, \quad (5.43)$$

$$T_{\text{б}} = 20069,8 + 149687,5 + 102442,6 + 132550,5 = 404750,4 \text{ м} \cdot \text{час}.$$

Определяем интенсивность выполнения бетонных работ в маш·час/м<sup>3</sup>:



$$I_6 = \frac{404750,4}{1893579,9} = 0,21 \text{ маш} \cdot \text{час}/\text{м}^3.$$

## 5.8 Подготовка блоков к бетонированию, уход за бетоном

Перед подачей бетонной смеси в подготовленную опалубку, необходимо его подготовить для укладки бетона. Опалубку и поддерживающие леса тщательно осматривают, проверяют надежность установки стоек и лесов и клиньев под ними, креплений, отсутствие щелей в опалубке, наличие закладных частей и пробок, предусмотренных проектом. Геометрические размеры проверяют стальным метром, или рулеткой, правильность положения вертикальных плоскостей — рамочным отвесом, горизонтальность плоскостей — уровнем или геодезическими инструментами. Для прочного соединения ранее уложенного затвердевшего бетона монолитных конструкций и сборных элементов сборно-монолитных конструкций с новым горизонтальные поверхности затвердевшего монолитного бетона и сборных элементов перед укладкой бетонной смеси очищают от мусора, грязи и цементной пленки. Работы по установке и закреплению опалубки и поддерживающих ее конструкций оформляют записью в журнале работ.

Для подачи бетонной смеси непосредственно в блок, приняты бады емкостью 6,4м<sup>3</sup> (вес с бетоном 17тн.), что позволяет подавать бетонную смесь в блоки на вылете крана КБГС-1000 до 40 м.

Для обеспечения получения проектного бетона с соответствующими физико-механическими свойствами необходимо качественное уплотнение бетонной смеси. Применены глубинные вибраторы ИВ 80. Продолжительность уплотнения принимают для поверхностных вибраторов 60 с. Вибрирование бетонной смеси проводится до появления на ее поверхности блеска и прекращения ее оседания и выделения пузырьков воздуха.

Получение бетона с высокими характеристиками прочности требует осуществления правильных работ по уходу за бетоном в период его твердения. В жаркий период важно помнить о достаточном уровне влаги, поэтому свежеложенный бетон будет поливаться водой, а внутри крупных блоков предусмотрена установка трубчатых змеевиков для подачи по ним охлаждающей воды, в зимнее время о дополнительном утеплении опалубки. В этой связи предусмотрено возведение шатров над блоками бетонирования, для поддержания температуры, достаточной для твердения бетона.

## 5.9 Расчет пропуска расчетного строительного расхода II очереди через донные отверстия

### 5.9.1 Определение минимально допустимого количества донных отверстий из условия неразмываемости русла реки

$$n_{min} = \frac{Q_{стр}}{V_{доп} \cdot h_p \cdot l} = \frac{875}{2,5 \cdot 8,5 \cdot 8} = 6 \text{ отв}, \quad (5.44)$$

где  $V_{доп}$  - допустимая средняя скорость для грунтов русла реки.

$h_p$  – глубина воды в русле реки;

$l$  – ширина донного отверстия, м.

Отметка порога донных отверстий назначается из необходимости пропуска расходов в момент перекрытия русла, поэтому определяется при расходах равных расходу перекрытия ( $Q_{пер}=129 \text{ м}^3/\text{сек}$ , по гидрографу реки). Количество отверстий 6, а размеры отверстий назначаем 8 м – ширина и 4,5 высота.

Определяем уровень воды в верхнем бьефе  $\nabla_{УВБ}(Q_{пер})$ :

$$\nabla_{УВБ}(Q_{пер}) = \nabla_{УНБ}(Q_{пер}) + Z_{max}, \quad (5.45)$$

где  $\nabla_{УНБ}(Q_{пер})$  – уровень воды в реке при расходе перекрытия, определяем по кривой связи расходов  $\nabla_{УНБ}=308$  м при  $Q_{пер}=129 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$Z_{max}$  – максимальный перепад при перекрытии русла, обычно бывает 1 м.

$$\nabla_{УВБ}(Q_{пер}) = 308 + 1 = 309 \text{ м}.$$

Определяем глубину воды над порогом донного отверстия  $H_{п}$ :

$$H_{п} = \left( \frac{Q_{пер}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{129}{0,3 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 1,6 \text{ м}, \quad (5.46)$$

где  $b=48$  м – ширина донных отверстий;

$n$  – количество донных отверстий

$l$  – ширина донного отверстия, м

$m$  – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом 0,3-0,35.

$$\nabla_{ПДО} = \nabla_{УВБ}(Q_{пер}) - H_{п} = 308 - 1,6 = 306,4 \text{ м}, \quad (5.47)$$

Назначаем окончательную отметку порога донного отверстия 306,0 из конструктивных соображений, с учетом отметки дна реки  $\nabla_{\text{Дна}} = 305,0$  м и меньше расчетной 306,4.

### 5.9.2 Определение количества отверстий строительного периода для пропуска максимального строительного расхода $Q_{\text{стр}}$

Для выбора расчетных формул необходимо определить состояние пропуска расходов: затопленный водослив или незатопленный водослив.

Водослив считается затопленным, если отметка верха донного ( $\nabla_{\text{Верха ДО}}$ ) отверстия меньше уровня воды в НБ ( $\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}})$ ), то есть за водосливом.

$$\nabla_{\text{Верха ДО}} = \nabla_{\text{ПДО}} + h_{\text{отв}} = 306 + 4,5 = 310,5 \text{ м}, \quad (5.48)$$

$\nabla_{\text{Верха ДО}} (310,5 \text{ м}) < \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}}) (313,5 \text{ м})$  – затопленное отверстие.

Определяем величину перепада между уровнями ВБ и НБ  $-Z_{\text{ВО}}$ :

$$Z_{\text{ВО}} = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{ВО}}^2 \cdot 2g}, \quad (5.49)$$

$$\text{где } \omega_{\text{ВО}} = b \cdot h_{\text{отв}} \cdot n = 8 \cdot 4,5 \cdot 6 = 216 \text{ м}^2, \quad (5.50)$$

$n$  – количество отверстий строительного периода.

Максимальное количество отверстий  $n_{\text{мах}}$  назначается равным или меньше количества отверстий эксплуатационного периода, либо, если конструкция водосброса позволяет, то отверстия строительного периода можно разместить в два ряда по высоте.

$$\mu = \frac{1}{1 + \xi_{\text{ВХ}} + \frac{2gL}{C^2 R}} = \frac{1}{1 + 0,2 + \frac{1181,12}{77,5^2 \cdot 0,63}} = 0,66, \quad (5.51)$$

где  $C$  – коэффициент Шези:

$$C = \frac{R^y}{n} = \frac{0,63^{0,142}}{0,012} = 77,5, \quad (5.52)$$

где  $n$  – коэффициент шероховатости: для бетона = 0,012-0,013;

$y$  – показатель степени по упрощенной формуле, для  $R > 1,0$  м:

$$y = 1,3 \cdot \sqrt{0,012} = 1,3 \cdot \sqrt{6} = 0,142;$$

где  $R$  – гидравлический радиус, м:

Для затопленного отверстия:

$$R = \frac{w}{x} = \frac{b \cdot h}{2b + 2h} = \frac{8 \cdot 1,5}{16 + 3} = 0,63 \text{ м}, \quad (5.53)$$

где  $L$  – длина донного отверстия, м; (60,2);  
 $\xi_{\text{вх}}$  – потери напора на входе 0,2.

$$Z_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{во}}^2 \cdot 2g} = \frac{875^2}{0,66^2 \cdot 216^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 1,9 \text{ м}. \quad (5.54)$$

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}}) + Z_{\text{во}} = 313,5 + 1,9 = 315,4 \text{ м}. \quad (5.55)$$

Вывод: для пропуска паводка с расходом ( $Q_{\text{стр}} = 875 \text{ м}^3/\text{с}$ ) необходимо 6 отверстий с  $\nabla_{\text{ПДО}} = 306,0 \text{ м}$ .

### 5.9.3 Определение отметок гребня перемычек II очереди

Отметка гребня верховой перемычки Почереди:

$$\nabla_{\text{ГВП}}_{\text{Поч}} = \nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) + d = 315,4 + 1,1 = 316,6 \text{ м}. \quad (5.56)$$

Отметка гребня низовой перемычки Почереди:

$$\nabla_{\text{ГНП}}_{\text{Поч}} = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}}) + a = 313,5 + 1 = 314,5 \text{ м}. \quad (5.57)$$

где  $d, a$ -аналогичны значениям, определенным для перемычек I очереди.

Технология выполнения работ на последующих этапах аналогично работам I этапа, также представлена на рисунке 5.4.

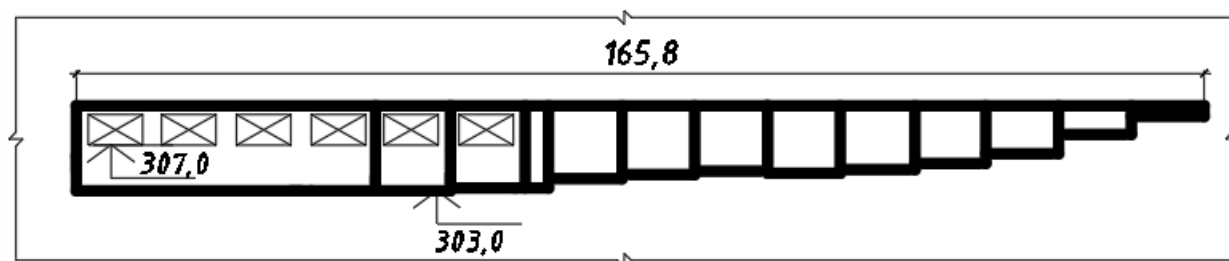


Рисунок 5.4 – Поперечный разрез плотины на I этапе строительства

Технология выполнения работ на последующих этапах аналогично работам I этапа.

### 5.10 Второй этап – перекрытие русла

Основные работы второго этапа: разборка низовой перемычки первой

очереди и затопление котлована; разбирают верховую перемычку первой очереди (вода пропускается через донные отверстия); отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения стационарной части плотины.

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 6 донных отверстий построенных в котловане первой очереди в бетонной плотине.

Возведение перемычек второй очереди: конструкция верховой перемычки второй очереди аналогична верховой перемычке первой очереди с другими отметками гребня.

Верховую перемычку – банкет, выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов: верховой откос перемычки 1:2, низовой 1:1.

Ширину по гребню принимаем 6 м. Представлены на рисунке 5.5.

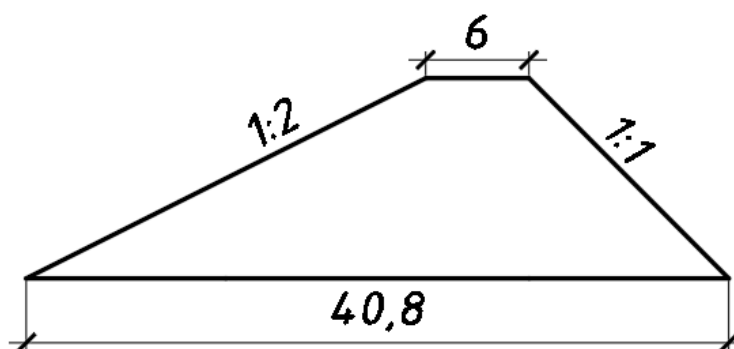


Рисунок 5.5 – Поперечное сечение банкета

Площадь поперечного сечения банкета составляет  $\omega = 195,8 \text{ м}^2$

Длина банкета составляет  $L_{\text{бан}} = 110 \text{ м}$ , высота 11,6 м.

Таким образом, объем банкета:

$$V = L_{\text{бан}} \cdot \frac{\omega}{2} = 110 \cdot \frac{271,5}{2} = 14932,5 \text{ м}^3. \quad (5.58)$$

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее  $L_{\text{низ}} = 110 \text{ м}$ , высота 9,5 м. Объем низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot \frac{L_{\text{низ}}}{2} = 192,4 \cdot \frac{110}{2} = 10582 \text{ м}^3. \quad (5.59)$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки отдельно:

$$t_{\text{бан}} = \frac{V_{\text{бан}}}{J_{\text{бан}}} = \frac{14932,5}{800} = 19 \text{ сут} = 38 \text{ смен}. \quad (5.60)$$

$$t_{\text{пер}} = \frac{V_{\text{пер}}}{J_{\text{пер}}} = \frac{10582}{800} = 14 \text{ сут} = 28 \text{ смен.} \quad (5.61)$$

### 5.11 Третий этап наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища

Производится осушение котлована II очереди и организация водоотлива в котловане II очереди. Разработка котлована II очереди (БВР+земляные работы). Возводим стационарную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте; осуществляется возведение глухой правобережной части плотины; устраиваем глубокую цементационную завесу и бурим дренажные скважины в основании плотины. Производится наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища (347 м). Поперечный разрез представлен на рисунке 5.6.

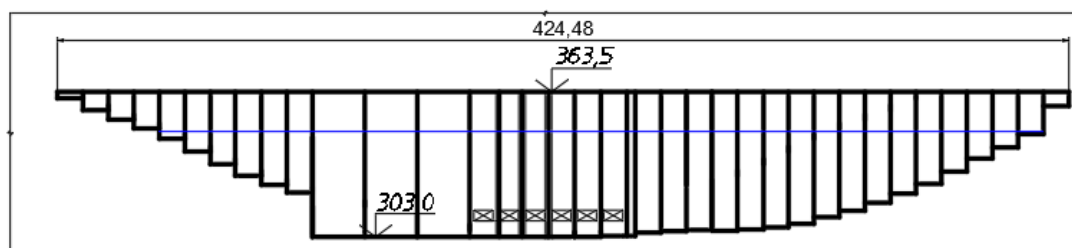


Рисунок 5.6 – Поперечный разрез плотины на третьем этапе строительства

### 5.12 Четвертый этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов

Производится наращивание стационарной, водосбросной и глухих частей плотины до отметки 386 м; продолжается обустройство глубокой цементационной завесы и бурят дренажные скважины в основании глухих частей плотины. Строительный расход на данном этапе будет осуществляться через донные отверстия.

Наполняют водохранилище до отметки 365 м, производитсяпуск первогоагрегата.Поперечный разрез представлен на рисунке 5.7.

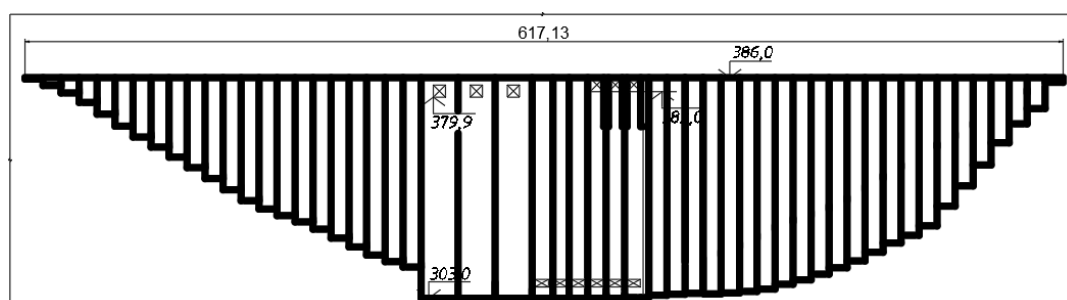


Рисунок 5.7 – Поперечный разрез плотины на четвертом этапе строительства

### 5.13 Пятый этап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов

На данном этапе возводят плотину до проектных отметок. Бетонируются донные отверстия и демонтируются их затворы. Осуществляется монтаж козловых кранов. Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 35-36.

Наполняют водохранилище до НПУ=389 м. Поочередно запускают все гидроагрегаты ГЭС. Поперечный разрез представлен на рисунке 5.8.

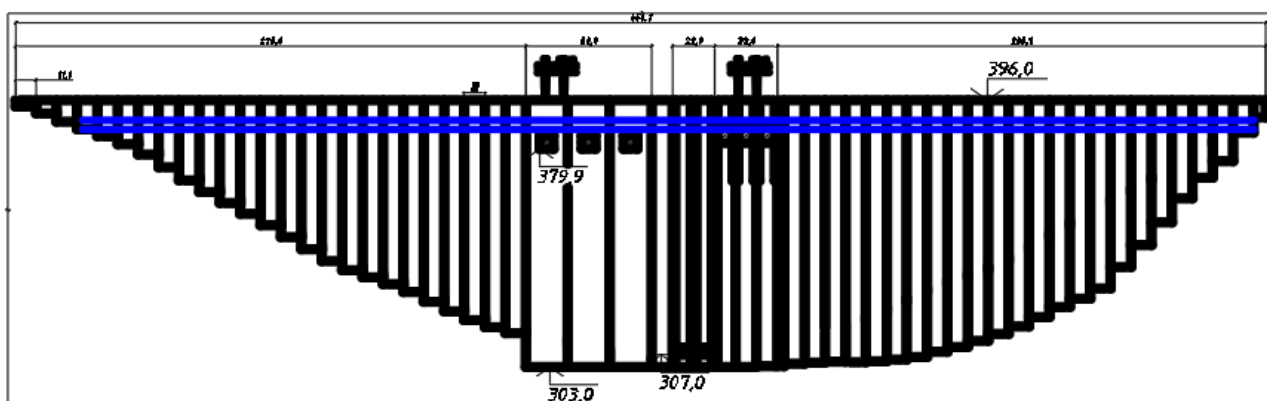


Рисунок 5.8 – Поперечный разрез плотины на пятом этапе строительства

### 5.14 Определение объемов работ

Время выполнения работ рассчитаю и сведено в таблицу в соответствии с интенсивностями производства работ рассчитанными выше.

Дан занесены в таблицу 3-Объемы работ.

Интенсивность БВР = 0,0083 маш.ч/м<sup>3</sup>.

Интенсивности ЗР=0,000019 маш.ч/м<sup>3</sup> (производительность одного экскаватора в сутки 1736 м<sup>3</sup>/сут).

Интенсивность бетонных работ = 0,21 маш.ч/м<sup>3</sup> (вибрирование блоками по 7 маш.ч/100м<sup>3</sup>). Результаты сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Объемы работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м <sup>3</sup> )	Время выполнения работ в месяцах	Примечание
1	Насыпь	Отсыпка продольной перемычки I очереди	15677	4,5	Прин.2 маш. С отсыпкой насухо и с уплотнением 6,5 мес.
		Отсыпка низовой перемычки I очереди	18454,2	5,3	Прин.2 маш. С отсыпкой насухо и с уплотнением 7,5 мес.
		Отсыпка верховой перемычки I очереди	18124,3	5,2	Прин.2 маш. С отсыпкой насухо и с уплотнением 7,2 мес
	Откачка воды	Осушение котлована I очереди	519090,6	0,6	4 насоса
	Выемка	Котлован I очереди (выемка)	295500	9,5	Прин.9 экскаваторов. БВР: 1,8 мес. При 2-х сменной работе 1 механизмом.
	Бетонные	Бетонирование нижней части водосбросной плотины до отм. 317,6м	84770	7,1	6 кранов
	Бетонные	Правобережная глухая плотина нижняя часть до отм. 317,6 м	75500	5,5	6 кранов
2	Насыпь	Отсыпка банкета	10769	3,1	Прин.2 маш. С отсыпкой насухо и с уплотнением 4,5 мес
	Насыпь	Отсыпка низовой перемычки II очереди	8767	2,5	Прин.2 маш. С отсыпкой насухо и с уплотнением 3,5мес
	Откачка воды	Осушение котлована	519090,6	0,4	4 насоса
	Выемка	Разработка котлована II очереди	374506	11,9	Прин.9 экскаваторов. БВР: 2,5 мес. При 2-х сменной работе 1 механизмом.
	Бетонные	Здание ГЭС	92782,8	12,2	6 кранами
3	Бетонные	Нижняя часть станционной плотины до отм 317,6 м	151308	7,2	9 кранами
4	Бетонные	Левобережная глухая нижняя часть плотины до отм 317,6 м	90500	4,3	9 кранами
5	Бетонные	Наращивание плотины по всему напорному фронту до отм 363,5 м	615813,1	29	9 кранами
5	Бетонные	Наращивание плотины по всему напорному фронту до отм 396,0 м	782936	36,9	9 кранами



На основании выполненных расчетов в данном разделе, определен способ производства основных видов работ; выполнен календарный график строительства (Приложение №).

Объем бетонных работ по гидроузлу 1 893 579,9 м<sup>3</sup>; объем грунтовых выемок составляет 670006 м<sup>3</sup>; объем грунтовых насыпей составляет 155 540 м<sup>3</sup>. На основании календарного графика на строительство ГЭС потребуется 11 лет.

## **6 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и охране окружающей среды**

### **6.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Усть-Жунской ГЭС на р. Щугор выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

Изменение процессов переноса и седиментации наносов;

Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Усть-Жунского гидроузла;

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

-технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

## **6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации,

орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

- Организация и проведение производственного экологического контроля.

2. Санитарно-технические:

- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

- Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

- Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

- Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### 6.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

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, м<sup>3</sup> (1 893 580 м<sup>3</sup>);

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

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1\,893\,580 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 85211 \text{ т.} \quad (6.2)$$

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

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (6.3)$$

где  $N$ - количество арматуры, т (24617 т);

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{24617 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 492,3 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 85211 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 492 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.

#### **6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Усть-Жунской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации Усть-Жунской ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

регулирование водным режимом водотока;

очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 4км от ГЭС находится населенный пункт – поселок Усть-Щугер согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Щугор от сбросов Усть-Жунской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Усть-Щугер, в пределах промплощадок объектов Усть-Жунской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02.

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с

разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

## **6.5 Техника безопасности**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным правилам. Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Федеральному закону «О безопасности гидротехнических сооружений», 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, Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда и производственной санитарии 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 охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, 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 контроль выполнения правил охраны труда.

Надзор за соблюдением правил по охране труда и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании

иучете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящие в них оперативные переключения, организующие и выполняющие строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны:

выполнять требования действующих норм законодательства, введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда(правил безопасности), Стандарта, стандартов организации, инструкций ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-пожаро- взрывобезопасности при выполнении технических 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 работ нарядом, распоряжением или перечнем 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;

допуск к работе;

надзор во время работы;

оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:



по эксплуатации и техническому обслуживанию основного;  
гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов,  
включая вспомогательное оборудование;  
по эксплуатации ГТС;  
по техническому обслуживанию бетонных 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.

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.

Инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

## **6.6 Противопожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.О-ОЗ.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МПЗД России».

При проектировании ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории зданий и сооружений по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению

помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации (ПС) и средствами автоматического пожаротушения (АПТ).

Оснащение помещений и оборудования средствами автоматического пожаротушения и средствами пожарной сигнализации должно обеспечивать выдачу сигнала о пожаре с указанием конкретного помещения, иметь датчики обнаружения возгорания, от которых должны выдаваться сигналы на открытие запорно-пусковых органов подачи воды и срабатывании системы пожаротушения на центральный пульт управления.

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.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

Повреждение гидрогенератора, вызванное пробоем изоляции обмоток статора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорнопусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

## 7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	162,4	162,4	162,4	162,4	162,4
Число часов использования установленной мощности	Часы	6000	6000	6000	6000	6000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	974400	974400	974400	974400	974400
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	14616	14616	14616	14616	14616
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	959784	959784	959784	959784	959784
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1107	1147	1184	1219	1253
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1062,48	1100,38	1136,38	1169,97	1202,60
НДС к выручке	млн.руб	177,08	183,47	189,39	194,99	200,43

Вывод: Динамика выручки от реализации электроэнергии растет, что обусловлено поэтапным вводом новых мощностей. С увеличением выручки так же начинает расти НДС к выручке.

### 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании приложения к приказу «ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной

информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	41,444
Прочие	274,0	44,498
Итого по ГЭС		85,942

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт основных производственных фондов в зависимости от срока функционирования объекта генерации

Этапы жизненного цикла проекта, лет	Величина, %
от 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
АО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	21,986
АО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 руб/Мвт·ч	1,068
АО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,309
Итого	23,364	

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

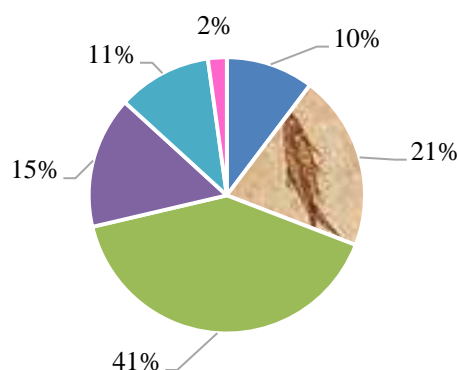
Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	42,81	48,48	55,81	55,81	48,23
Расходы на страхование, млн.руб.	85,61	96,96	111,61	111,61	96,45
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	85,9	85,9	85,9	85,9	85,9
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	64,21	72,72	83,71	83,71	72,34
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
Налог на воду, млн.руб.	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68
Итого, млн.руб.	306,60	332,15	365,11	365,11	331,00

Большую долю в текущих затратах составляют эксплуатационные затраты и расходы на страхование.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).



- Амортизационные отчисления, млн.руб.
- Расходы на страхование, млн. руб
- Эксплуатационные затраты, млн. руб
- Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб
- Расходы на ремонт регулирующих компаний, млн. руб
- Налог на воду, млн.руб

Рисунок 7.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	28,12	43,69	79,53	1480,56	2829,09
НДС, млн.руб.	210,83	215,79	220,59	224,43	226,67
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	66,30	64,09	66,64	64,74	58,31
Налог на имущество, млн.руб.	23,54	26,67	30,69	30,69	26,53
Итого, млн.руб.	328,87	350,24	397,45	1801,42	3140,60

Общая сумма налоговых отчислений растет, что связано с увеличением прибыли и имущества. Основную долю налоговых отчислений составляет НДС и налог на прибыль.

#### 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	447,59	550,60	762,75	7767,89	14476,46
Текущие расходы, млн.руб.	306,60	332,15	365,11	365,11	331,00
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	140,99	218,45	397,65	7402,79	14145,46
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	140,99	218,45	397,65	7402,79	14145,45
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	28,198	43,69	79,53	1480,56	2829,09
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	112,79	174,76	318,12	5922,23	11316,36
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика чистой прибыли приведена на рисунке 7.2.

Получение чистой прибыли начинается с 2028 г, с момента пуска первого ГА и выдачи в энергосистему электроэнергии и мощности.

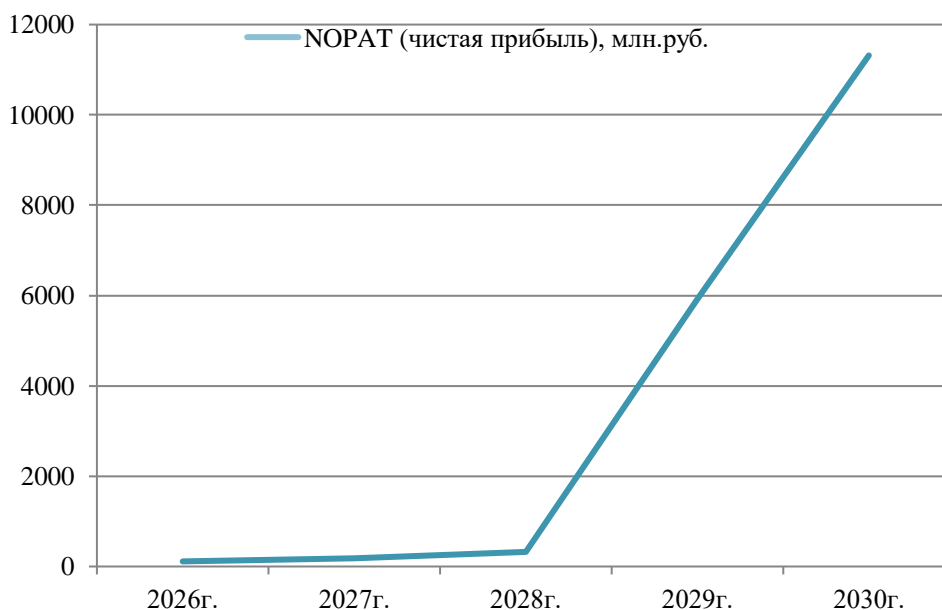


Рисунок 7.2– График получения чистой прибыли

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

Методология, исходные данные: целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- Чистый, дисконтированный доход.
- Индекс прибыльности.
- Срок окупаемости.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ПАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предпроекта ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Усть-Жунской ГЭС на р. Щугор составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 7.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.



Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор»

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	81
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,012
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,29
Удельные капиталовложения, руб/Квт	70100

Проект строительства Усть-Жунской ГЭС на р. Щугор, является коммерчески эффективным, так как индекс прибыльности больше 1, срок окупаемости проекта наступит через 7 лет.

## **8 Укрепление потенциально-неустойчивых массивов горных склонов в местах примыкания плотины**

### **8.1 Общие сведения о местах примыкания**

Устойчивость и безопасность скальных склонов высоконапорного гидроузла имеют важное значение как в период строительства, так и при эксплуатации сооружений. На стадии разработки технического проекта Саяно–Шушенской ГЭС в 1969 г. были выделены потенциально–неустойчивые массивы и осыпи на левобережном и правобережном склонах общим объемом 14 тыс.м<sup>3</sup>, но этот объем оказался заниженным [27].

Комиссия, созданная проектной организацией в 1975 г., не рекомендовала разборку потенциально–неустойчивых массивов из–за опасности дальнейшего разуплотнения пород и образования новых неустойчивых блоков. Было принято решение о закреплении потенциально–неустойчивых массивов и проведении натуральных наблюдений за ними. Для обеспечения безопасности персонала и сооружений была возведена камнезащитная стенка протяженностью 200 м.

В настоящее время для контроля за состоянием горных склонов привлекаются научно-исследовательские институты, один из которых это «Всероссийский научно-исследовательский институт Гидротехники имени Б.Е. Веденеева», который выполняет комплексные работы по визуальному и инструментальному обследованию опасных потенциально–неустойчивых массивов и горных склонов, делает выводы и дает рекомендации по обеспечению безопасной эксплуатации объектов.

На участках примыкания плотины к скальным склонам берегов, происходит разуплотнение скальной породы, вследствие чего эти места отличаются повышенной трещеноватостью.

Характерной особенностью строения скальных массивов береговых примыканий участка размещения основных сооружений гидроузла является крутопадающие, под углом 70–80°, залегание пачек сланцев, дайковых интрузий и основных тектонических нарушений с простиранием СЗ 290–305°. В бортовых примыканиях на обоих берегах в штольнях были вскрыты сложные пологие тектонические трещины, отличающиеся высокой водопроницаемостью

По условиям образования трещиноватость скального массива подразделяется на два основных типа: тектонические и экзогенные. Тектонические трещины связаны со складчатостью и с более поздними нарушениями разрывного характера. Экзогенные трещины, представленные трещинами бортовой разгрузки, привели к разуплотнению поверхностной зоны скального массива по контуру речной долины, также к экзогенным трещинам отнесены трещины выветривания.

Трещины бортового отпора, образующиеся при разгрузке и в результате гравитационного отседания отдельных блоков, в зависимости от экспозиции склонов наследуют крутопадающие тектонические трещины той или иной системы. Они наблюдаются на участках сильно расчлененных эрозионной деятельностью: преимущественно в нижней обрывистой части склонов и в

бортах логов. На левом берегу в уступообразной его части, рассеченной логами, эти трещины в сочетании с другими образовали ряд потенциально–неустойчивых крупных блоков, которые потребовалось специально закреплять над монтажной площадкой и зданием технологического корпуса.

Крупные трещины разгрузки имеют протяженность от нескольких метров до 70 м. Раскрытие их обычно изменяется от долей миллиметра до 1 – 2 мм, местами достигает 5 – 10 мм. Расстояния между крупными трещинами варьируют от 0,4 до 5 м.

## 8.2 Проблемы в местах примыкания

Одной из основных задач собственника гидротехнического сооружения является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и законных интересов людей, окружающей среды и хозяйственных объектов [23,24].

Для высоконапорных плотин на скальном основании одной из самых серьезных и часто встречающихся опасностей является образование потенциально неустойчивых массивов (далее ПНМ), сопровождающиеся отрывом и падение масс горных пород на крутых и обрывистых склонах гор, что происходит главным образом за счет ослабления связности горных пород под влиянием выветривания, эрозии и абразии, деятельности поверхностных и подземных вод и вследствие потери временной опоры из-за большого давления плотины на береговые примыкания.

ПНМ – потенциально–неустойчивые массивы, участки скальных откосов и бортов каньонов, на которых возможны камнепады, опасные для обслуживающего персонала, сооружений и оборудования электростанций (Правила Технической Эксплуатации Электрических станций и сетей РФ, раздел 3.1.23).

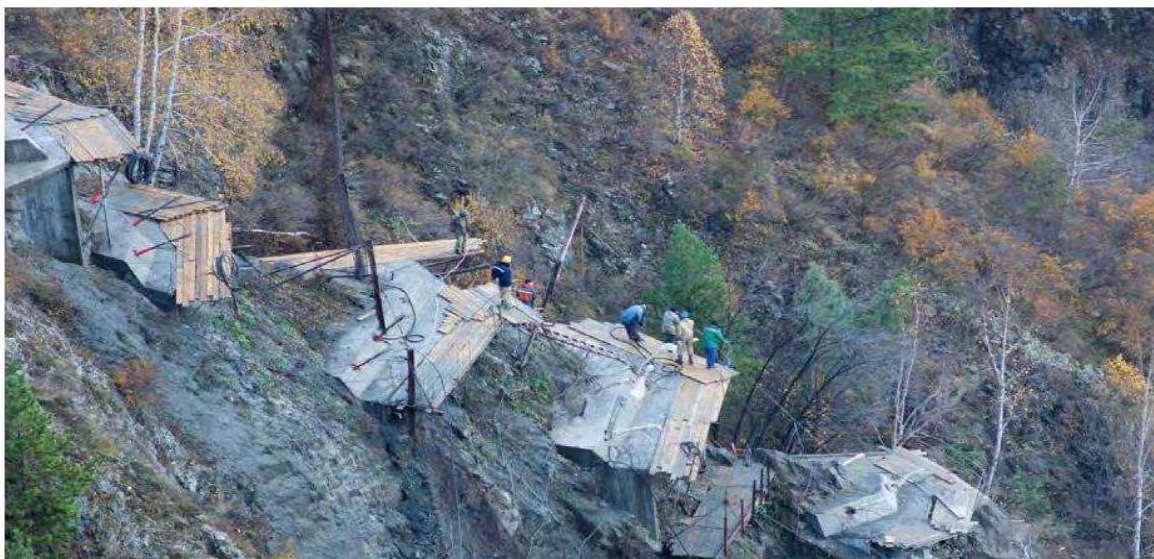


Рисунок 8.1 - Укрепительные работы ПНМс помощью преднапряженных анкеров. Вид железобетонных анкерных поясов

ПНБ – потенциально–неустойчивые блоки, участки скальных откосов и бортов каньонов в составе ПНМ или отдельно расположенные, на которых существуют или возможны инженерно-геологические процессы, опасные для обслуживающего персонала, сооружений и оборудования электростанций.



Рисунок 8.2 - Вид на ПНБ на левобережном примыкании плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Для обеспечения безопасности ГТС собственнику необходимо выполнять ряд мероприятий по обеспечению инженерной защиты направленных на защиту людей, здания или сооружения, территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения, от воздействия опасных природных, геологических, экологических и других процессов и явлений и (или) техногенного воздействия, угроз террористического характера, а также на предупреждение и (или) уменьшение последствий воздействия опасных процессов и явлений и (или) техногенного воздействия, угроз террористического характера [24].

Для получения объективных данных о состоянии горных склонов в местах примыкания плотины, и для комплексной оценки современного состояния потенциально–неустойчивых массивов горных склонов, специализированными организациями проводятся обследования на основании которого составляется технический отчет, основной целью которого является отражение выявленных дефектов и неблагоприятных процессов горных пород, разработка рекомендаций по повышению эффективности существующих сооружений инженерной защиты, обеспечению дальнейшей безопасной эксплуатации данных объектов и предупреждение чрезвычайных ситуаций вследствие возникновения возможных камнепадов на территории гидроузла.

Одной из таких специализированных организаций является АО «Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники имени Б.Е. Введенцева». Сотрудниками специализированных организаций выполняются комплексные исследования, включая визуальные и инструментальные обследование с описанием и фотофиксацией участков, выполнения замеров по сети специальных реперов, а также осмотр трещин и маяков, установленных на отдельных обвалоопасных блоках на которых выявлены признаки камнепадов и возможного возникновения обвалов [27].

### 8.3 Способ укрепления потенциально-неустойчивых массивов

Для укрепления скальных неустойчивых массивов применяют технологию с установкой предварительно напряженных или преднапряженных анкеров (далее ПНА) в пробуренные скважины глубиной 20-30м. Данный вид работ является относительно новым видом специальных работ в строительстве и имеет свою специфику.

Проект крепления неустойчивых массивов выполнен с помощью горизонтальных и вертикальных блоков из монолитного армированного бетона и устройства нескольких ярусов анкерных железобетонных поясов, являющихся опорой для устройства предварительно– напряженных анкеров [27].

Предварительно– напряженный анкер состоит из стальных проволочных канатов длиной 20-30 м с шагом 1,5 м, который и должен в основном удерживать скальный массив (рисунок 8.3).



Рисунок 8.3 – Анкерный пояс с преднапряженными анкерами, удерживающий скальный массив

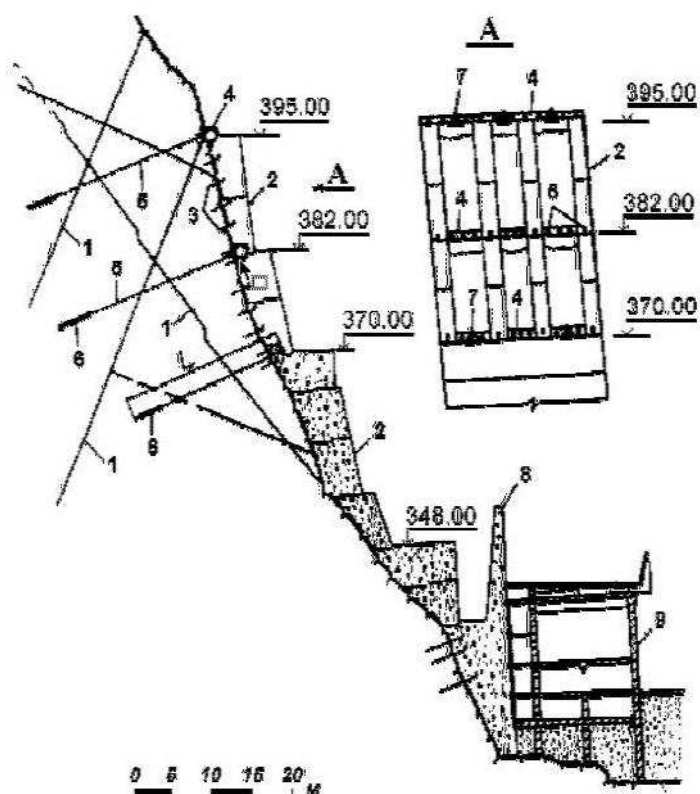


Рисунок 8.4 – Разрез по типовому сечению крепления потенциально-неустойчивых массивов левобережного откоса, примыкающего к плотине Саяно-Шушенской ГЭС в нижнем бьефе

1 – трещины, отчлняющие массив; 2 – бетон крепления массива; 3 – анкера диаметром 28 крепления железобетонного пояса к откосу; 4 – железобетонный пояс анкерного крепления; 5 – предварительно-напряженный анкер; 6 – замок ПНА; 7 – анкер с контрольно-измерительным прибором; 8 – камне-защитная стенка; 9 – служебно-технологический корпус.

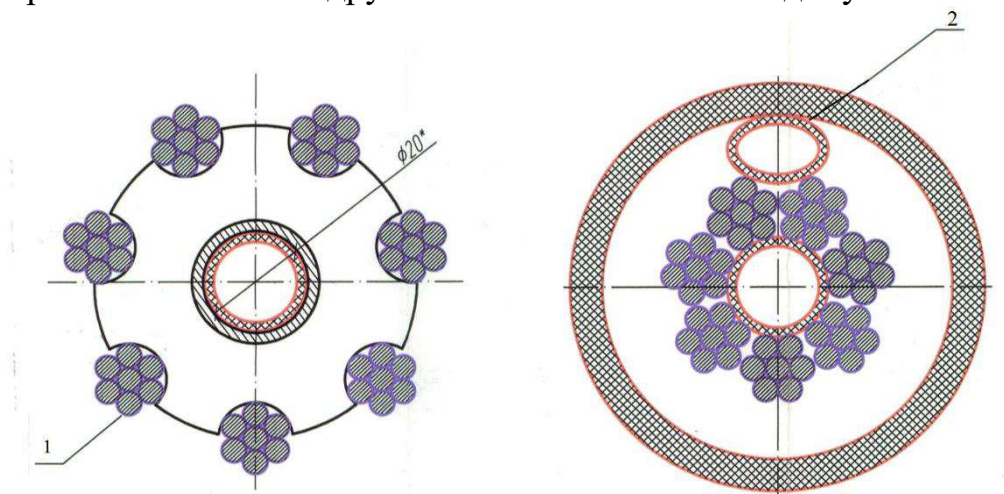
Следует отметить, что работы, выполненные по установке ПНА для крепления скальных массивов на Саяно-Шушенской ГЭС, были первым в отечественной строительной практике массовым применением предварительно-напряженных анкеров в полиэтиленовых гофрированных чехлах. Эти работы носили опытно-конструкторский характер и включали одновременно исследования, разработку, производственный эксперимент и строительство. Отечественного опыта длительной (многолетней) работы подобного крепления нет.

Скалоукрепительные работы с применением преднапряженных глубоких одиночных анкеров (в скважинах) применяются с 1988 г, технология была разработана Всесоюзным орденом Ленина проектно-изыскательским и научно-исследовательским институтом «Гидропроект» имени С.Я. Жука.

Предварительно-напряженный анкер состоит из пучка стальных арматурных семипроволочных канатов (прядей) диаметром 15 мм, одетых в чехол из полиэтиленовой трубы, которые устанавливаются в глухие скважины диаметром 105 мм глубиной до 20 - 30 м и подвергаются натяжению по способу, разработанному институтом СоюздорНИИ для строительства сборных

предварительно-напряженных ж/б мостов [28].

Для изготовления анкеров должны использоваться только специальные канаты- «канаты стальные, арматурные семипроволочные (класса К7) с условным диаметром каната 15 мм, диаметром наружных проволок 5 мм». Применение любых других стальных канатов не допускается.



1-канат семипроволочный арматурный; 2-трубка пластиковая техническая для инъектирования.

Рисунок 8.5 – Разрез по преднапряженному анкеру

Сборку анкерных тяжей выполняют вручную на сборочных столах, длина стола должна соответствовать максимально возможной длине анкерных тяжей. Готовые семипроволочные канаты очищаются металлическими щетками и к ним прикрепляются две пластиковые инъекционные трубки, для цементации замковой и свободной частей анкера. Далее на скрепленный пучок из стальных канатов и двух пластиковых трубок одевается полиэтиленовая гофрированная труба ПВХ. Сборочный чертеж преднапряженного анкера представлен в Приложении А. Передача готовых анкеров под монтаж фиксируется в паспорте на изготовление изделия анкера.

#### 8.4 Технология установки преднапряженных анкеров

Для закрепления потенциально неустойчивого массива устраивают железобетонные анкерные пояса в опалубки, выполняют монтаж армосеток и устанавливают, под указанным в проекте углом, закладные детали –кондуктора, для дальнейшего бурения через закладные кондуктора, скважины под установку ПНА.

После бетонирования и набора прочности бетона анкерного пояса, не менее 70% от проектной величины, выполняется бурение через закладной кондуктор на глубину от 20м до 30 м, (в зависимости от проектной длины анкера), после бурения скважина прочищается, промывается и сдается непосредственно комиссии технического надзора. Контролируемые параметры скважины: длина, диаметр, величина отклонения угла от проектного

положения. Далее выполняется предварительную цементацию скважин на всю глубину. Цементация производится густым раствором, марки портландцемент М400. Цементация ведется до выхода цем. раствора из устья скважины, после чего приостанавливается, ведется наблюдение за уровнем раствора в скважине. Целью данной цементации является укрепление стенок скважин и зоны вокруг скважины, заполнение трещин в скальном блоке [28].

После набора прочности цементным камнем, на 3-7 день после окончания предварительной цементации, производится разбуривание скважин с целью удаления цементного камня. Теперь скважины готовы к установке преднапряженного анкера.



Рисунок 8.6 – Готовая скважина для установки преднапряженного анкера

Монтаж анкера в заполненную водой скважину осуществляется вручную и далее через встроенную в анкер пластиковую трубку, выполняют инъектирование замковой, нижней части.





Рисунок 8.7 –Преднапряженный анкер готовый к установке

### Инъектирование скважины в замковой части

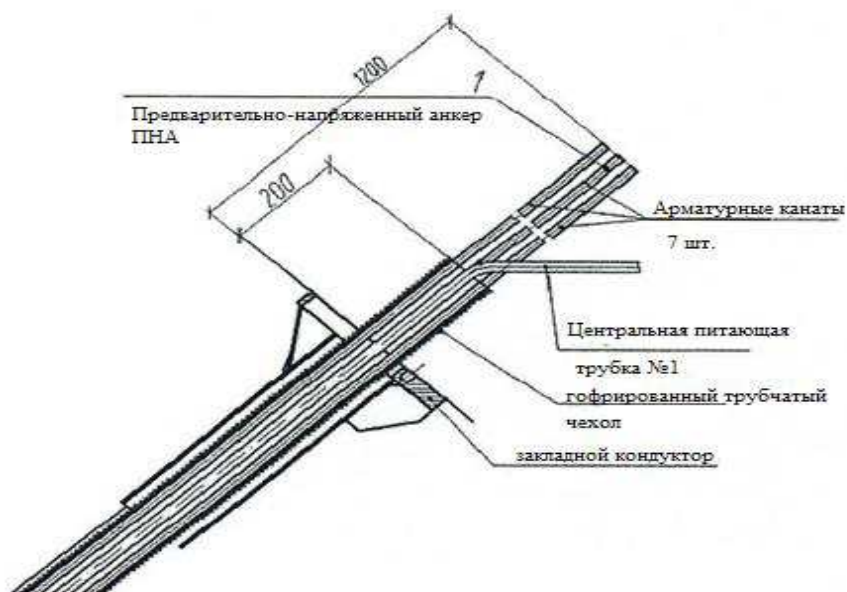


Рисунок 8.8 –Инъектирование замковой части преднапряженного анкера

Инъектирование выполняется восходящим потоком раствора от забоя к устью, при подаче раствора по центральной трубке №1, доходящей до нижнего призабойного конца анкера. Для контроля прочности образцы цементного раствора сдаются в строительную лабораторию.

Далее выполняют натяжение анкеров домкратами, натяжение разрешается выполнять по достижении прочности цементного камня  $250 \text{ кг/см}^2$ . Гидродомкратом последовательно выполняют следующие технологические операции: одновременно захватывают все 7 канатов, натягивают их и –запресовывают конусы в обойму, плавно передавая усилие

натяжения пучка с домкрата на обойму, при этом анкерный тяж остается в натянутом состоянии после отключения и снятия домкрата [28].

В процессе этих работ контролируется правильность натяжения по давлению на манометрах и по вытяжке удлинению канатов. Зажатие натянутых канатов в обойме при запрессовке конусов создает препятствие возвращению канатов в исходное положение. Эта операция называется блокировкой и служит созданию в анкере усилия предварительного натяжения, с которым его тяж действует на анкерный пояс.

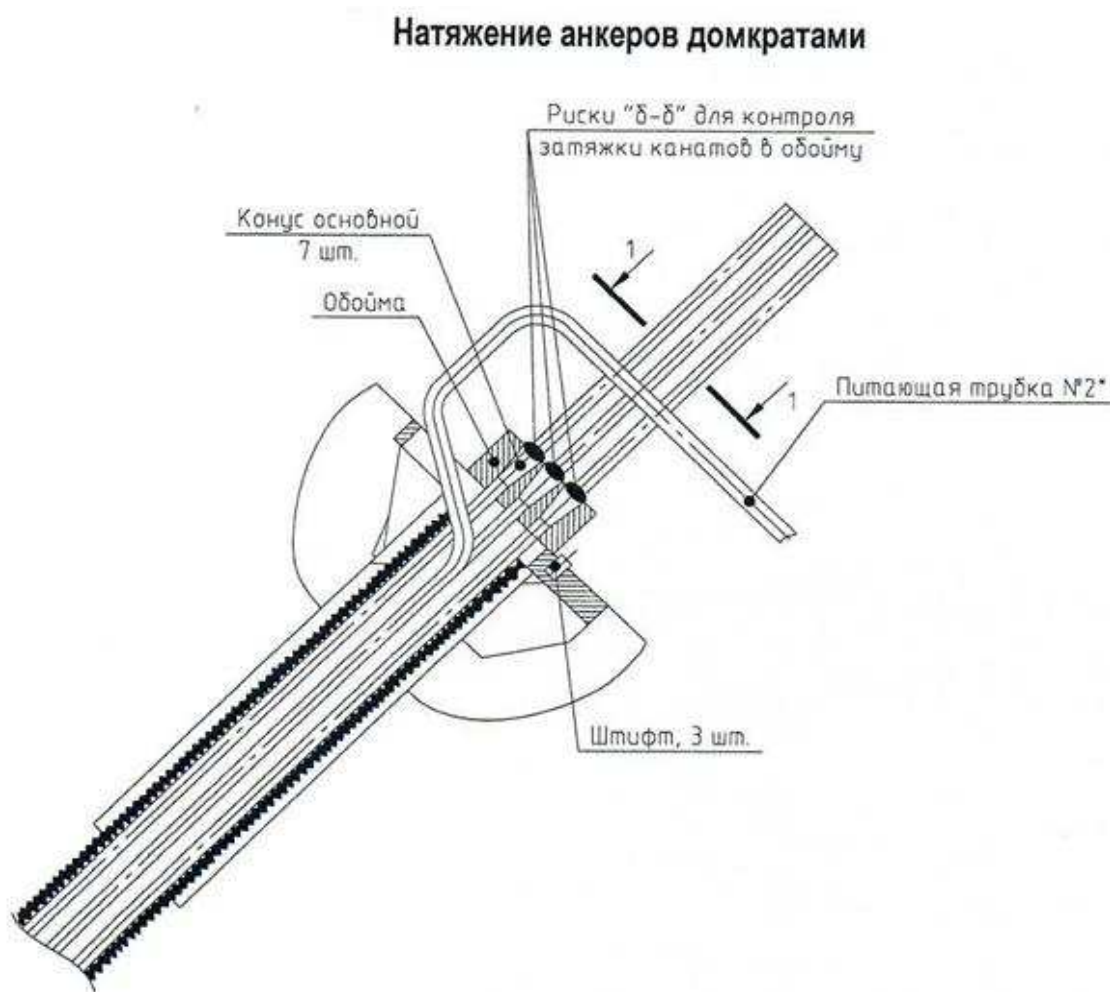


Рисунок 8.9 – Натяжение преднапряженного анкера

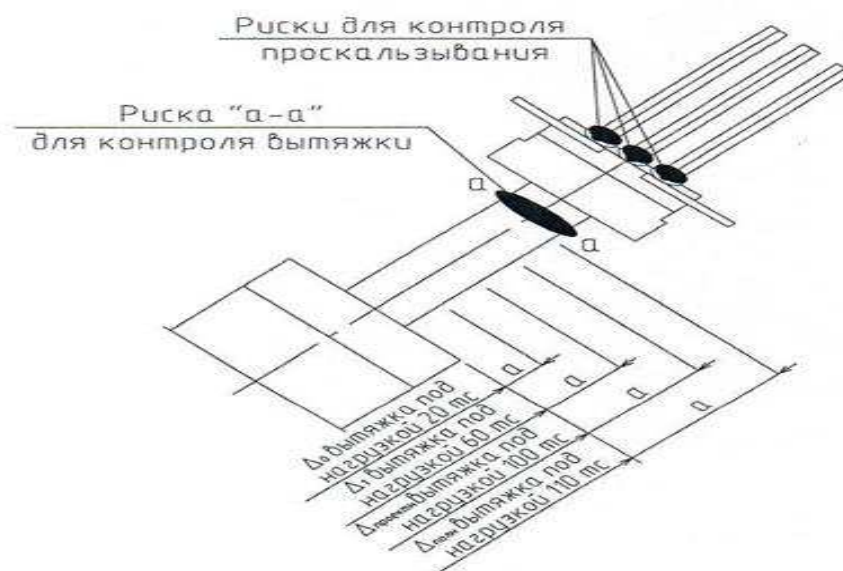


Рисунок 8.10 – Уточненное расположение вытяжек при усилии в анкере от 20тс до 110тс



Рисунок 8.11 – Работы по натяжению преднапряженного анкера, при помощи такелажного приспособления кран-тележки домкрат одет на анкер, стальные пряди распределены по трубкам тянущей обоймы

Проектная вытяжка канатов при условии в анкере  $N_{пр}=100$  тс (считая от начала вытяжки  $N=20$  тс) для анкеров длиной 20м,  $\Delta l_{пр}= 74$  мм.

При достижении в анкере проектной нагрузки  $N_{пр}=100$ тс производится выдержка при постоянном давлении и производятся замеры приращения вытяжки. Замеры производятся через каждые 5 мин. До стабилизации перемещений в течении 20 мин. За стабилизацию принимается момент, когда

замеры через 5 минут будут отличаться друг от друга не более чем на 1 мм.

В случае, если перемещения стабилизировались и величины вытяжки находятся в допустимых пределах, разрешается перейти к следующему этапу работ- инъектированию анкера внутри чехла.

Перед инъектированием необходимо убедиться в сохранности и проходимости пластиковой трубки № 2, фото 8.1. Инъектирование выполняют восходящим потоком раствора от замковой части к устью «снизу-вверх» при подаче раствора по трубке №2, доходящей до низа свободной части анкера. После заполнения свободной части анкера цем. раствором, устанавливают оголовок- металлический колпак и выполняют омоноличивание внутри колпака.

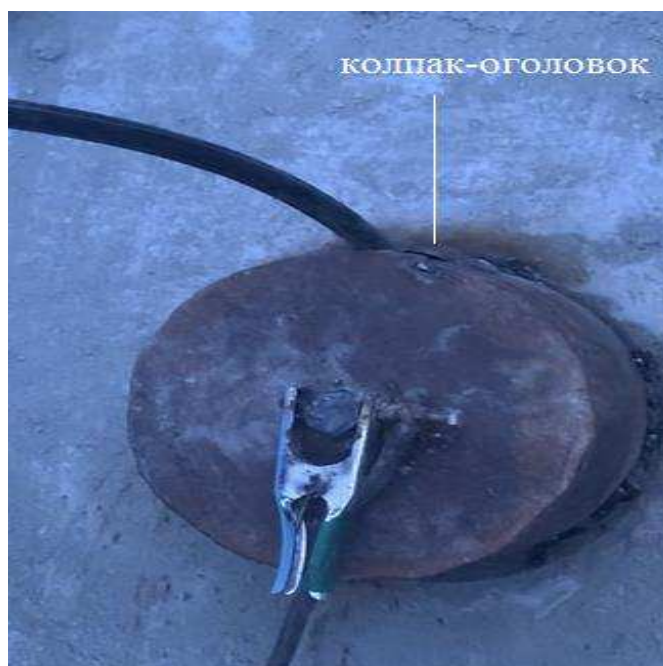


Рисунок 8.12 – Оголовок анкера

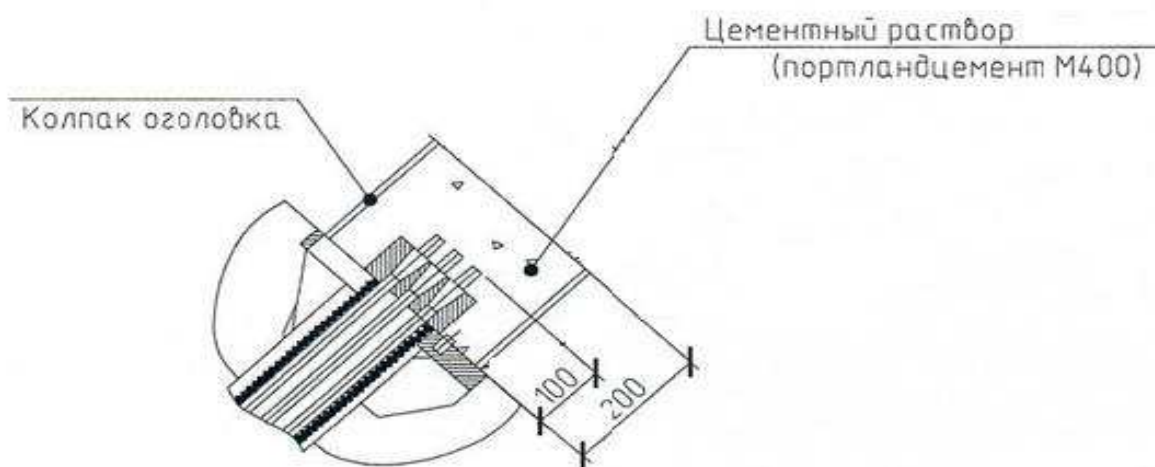


Рисунок 8.13 –Омоноличенный оголовок анкера

Работы считаются выполненными после огрунтовке и окраске колпака-металлического оголовка анкера.

## 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. Александровский, А.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, 2005. - 174 с.
5. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил.
6. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев - М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
8. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла. Методические указания к выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы/сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. -64с.
9. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
10. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
11. Справочник по гидравлическим расчетам/ под ред. П.Г. Киселева.-М.: Энергия, 1974. -312с.
12. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. –М.: ФГУП ЦПП, 2012.
13. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. –М.: Минрегион России, 2012.
14. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82\*. – М.: Минрегион России, 2012.
15. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введен в действие с 01 января 2013 г. – 67 стр.

16. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНИП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
17. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНИП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012.
18. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования, СТО 17330282.27.140.002-2008.
19. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНИП 33-01 -2003.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
20. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
21. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНИП 2.06.06 - 85) - М.: Минрегион России, 2012.
22. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы, под редакцией д.т.н., проф. В.И. Телешева, АСВ, М.. 2012
23. Федеральный закон № 117–ФЗ от 21.07.1997 года (с изменениями и ми) "О безопасности гидротехнических сооружений".
24. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНИП 33–01–2003.
25. СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНИП 22–02–2003.
26. ГОСТ Р 22.0.03–95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Природные чрезвычайные ситуации. Термины и определения.
27. Технический отчет АО «Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники имени Б.Е. Веденеева» - «Контрольное обследование потенциально-неустойчивых массивов 2018»-56 с.
28. Временные технические условия по устройству предварительно-напряженного анкера для крепления потенциально-неустойчивых массивов СШ ГЭС, ООО «СибприродРесурс 2015»-24 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно–энергетические расчеты

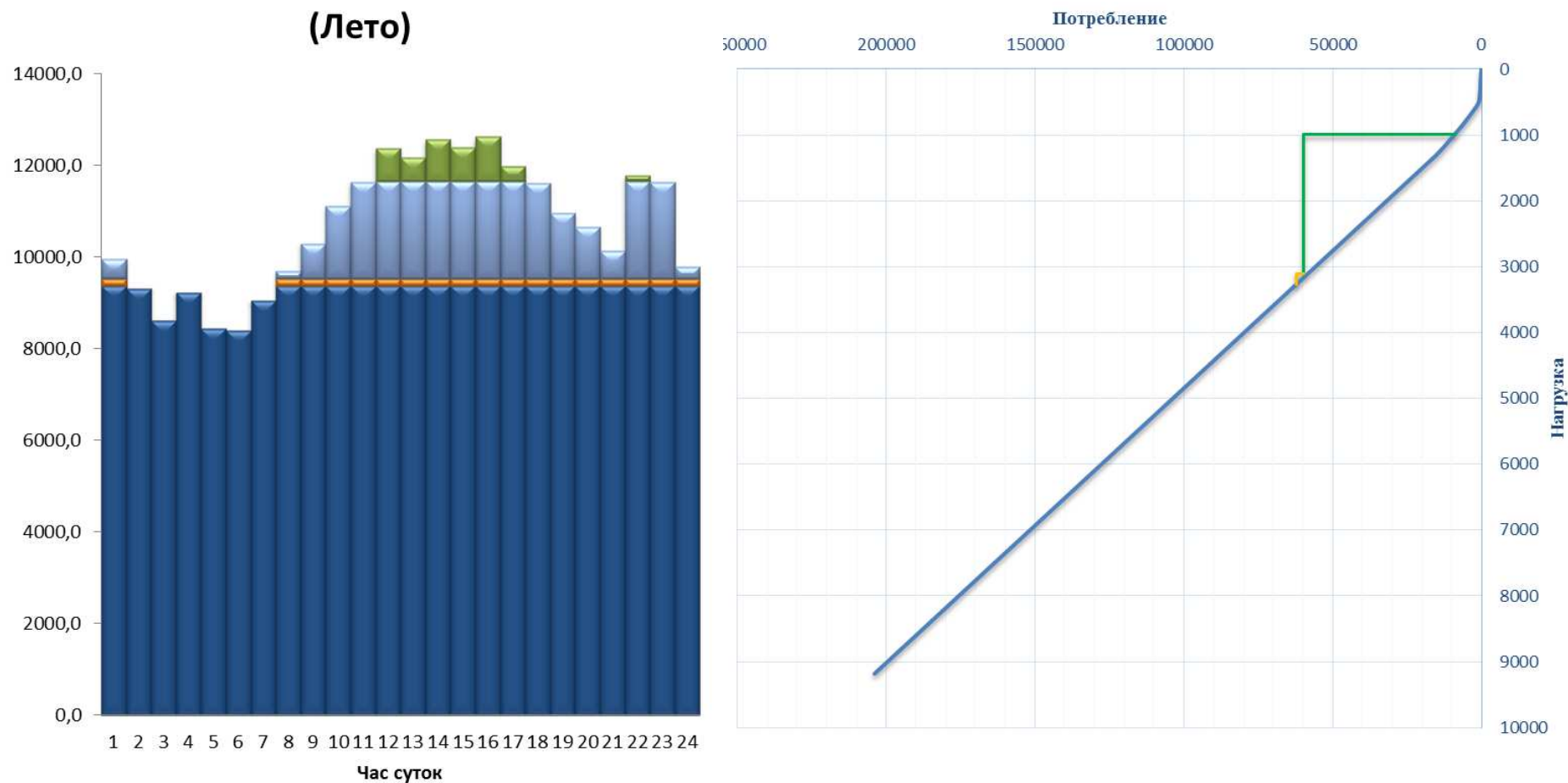


Рисунок А.1 – Суточный график нагрузки и ИКН лета с нанесением режима работы, проектируемой ГЭС

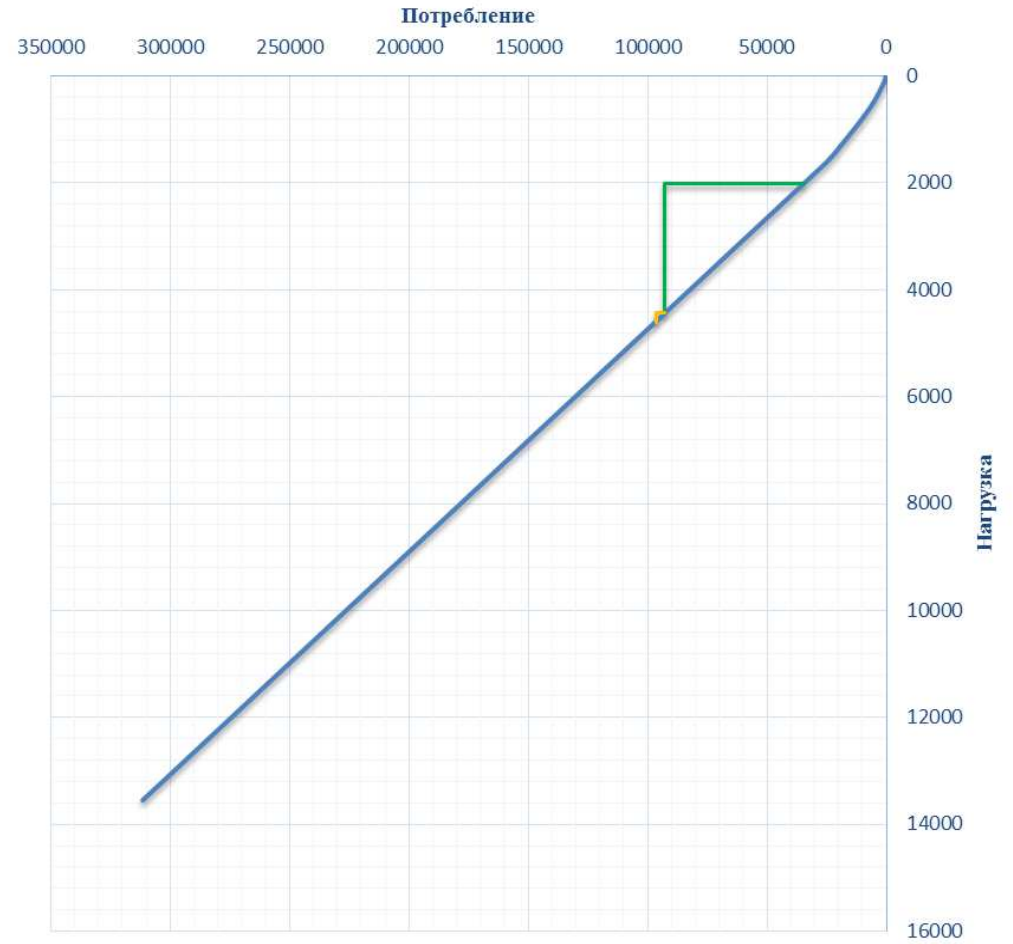
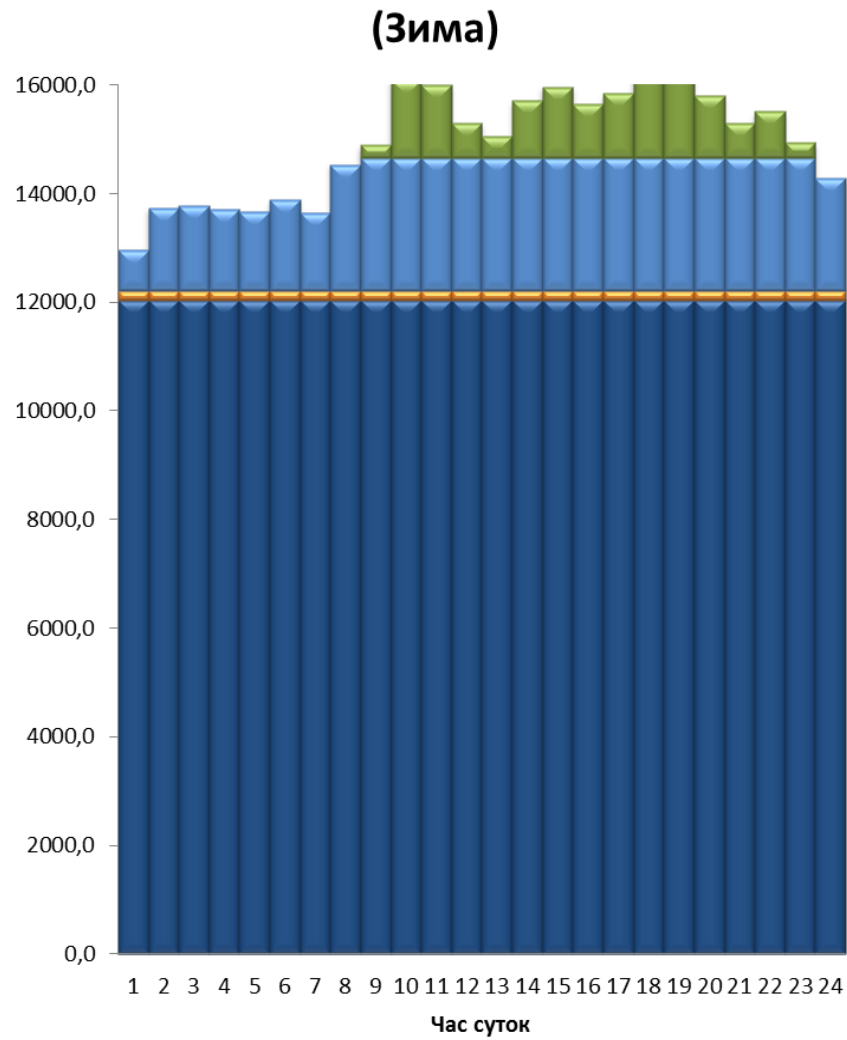


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки и ИКН зимы с нанесением режима работы, проектируемой ГЭС



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

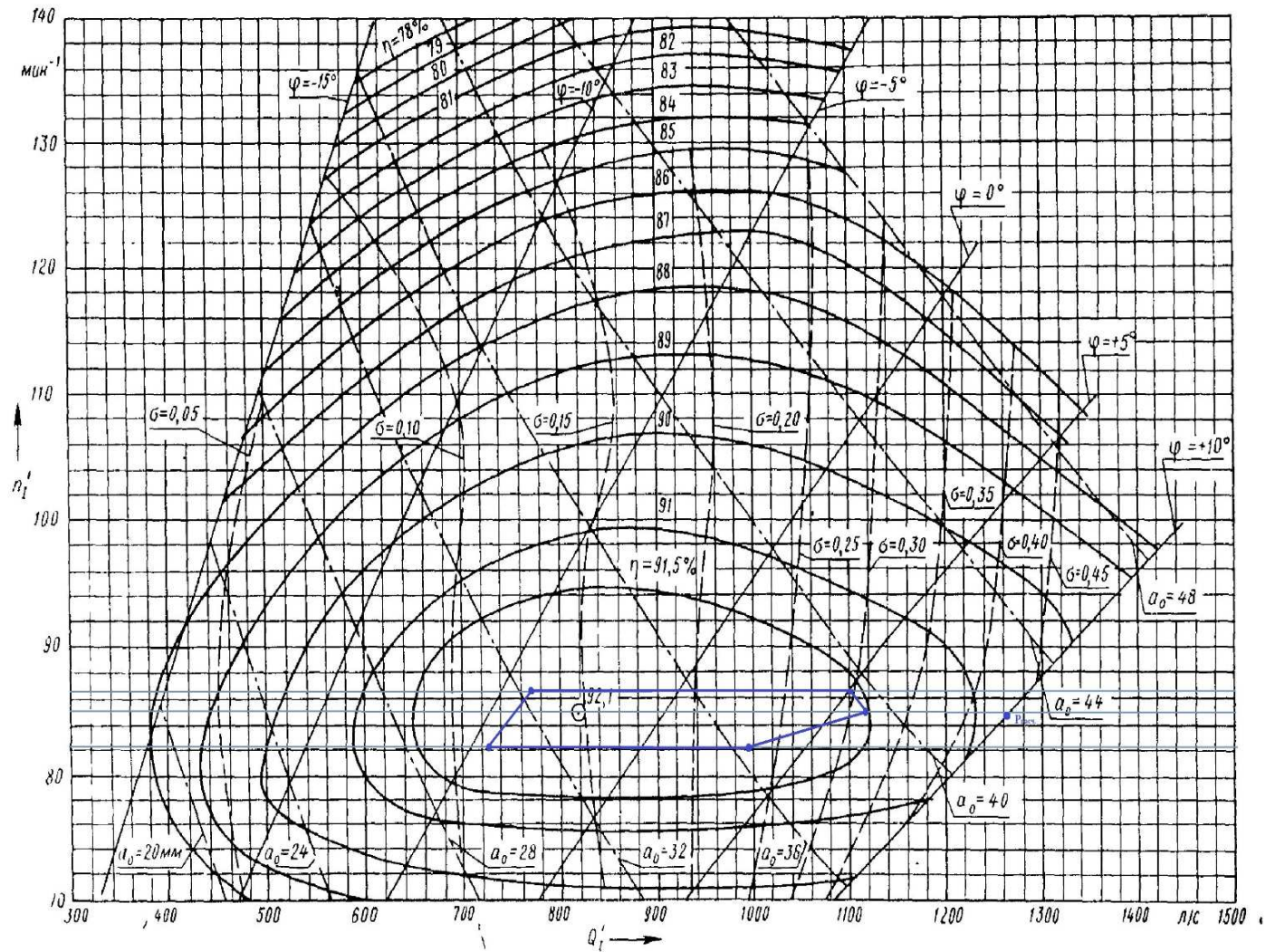


Рисунок Б.1 – Зона работы гидротурбины ПЛД90-В45°

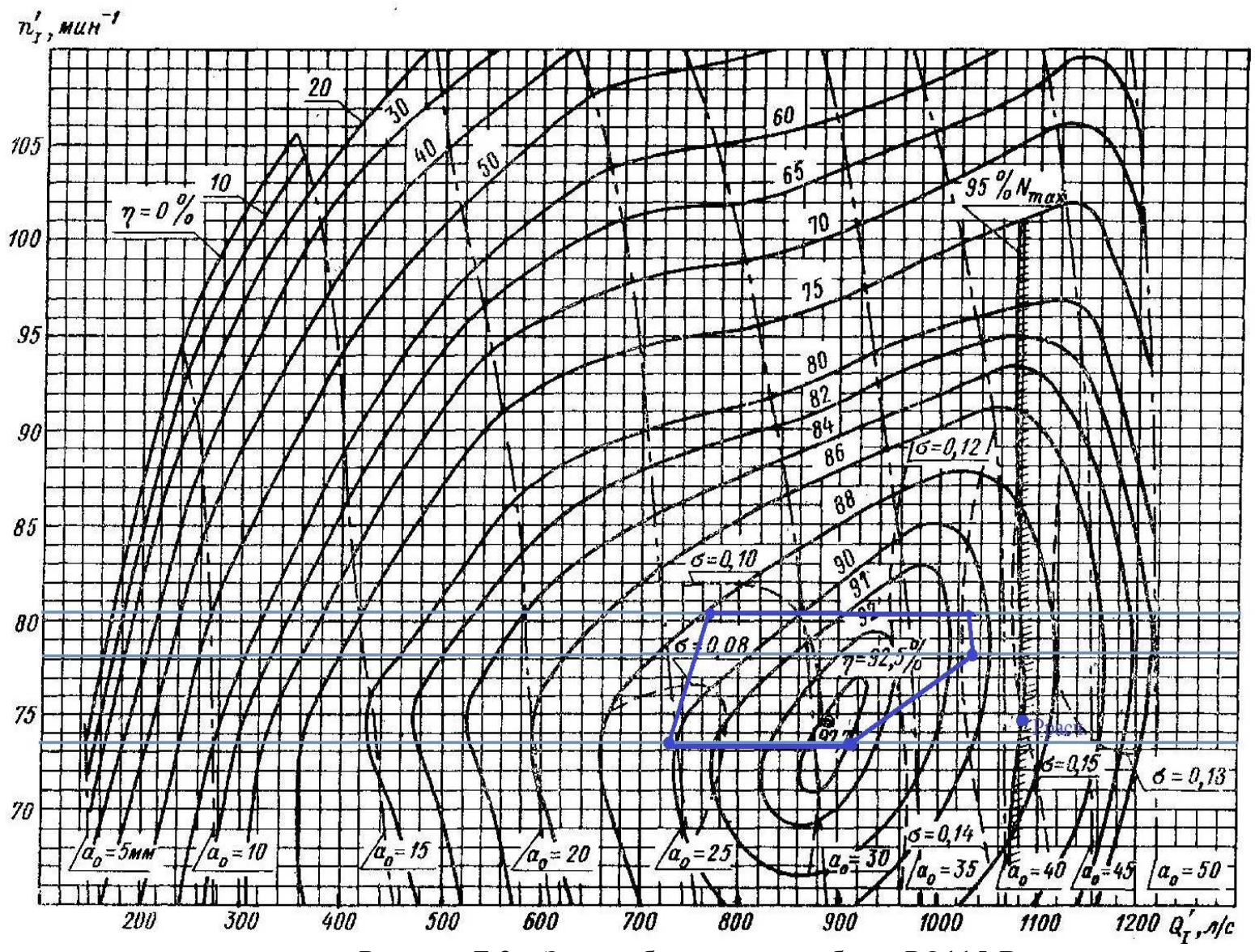


Рисунок Б.2 – Зона работы гидротурбины РО115-В

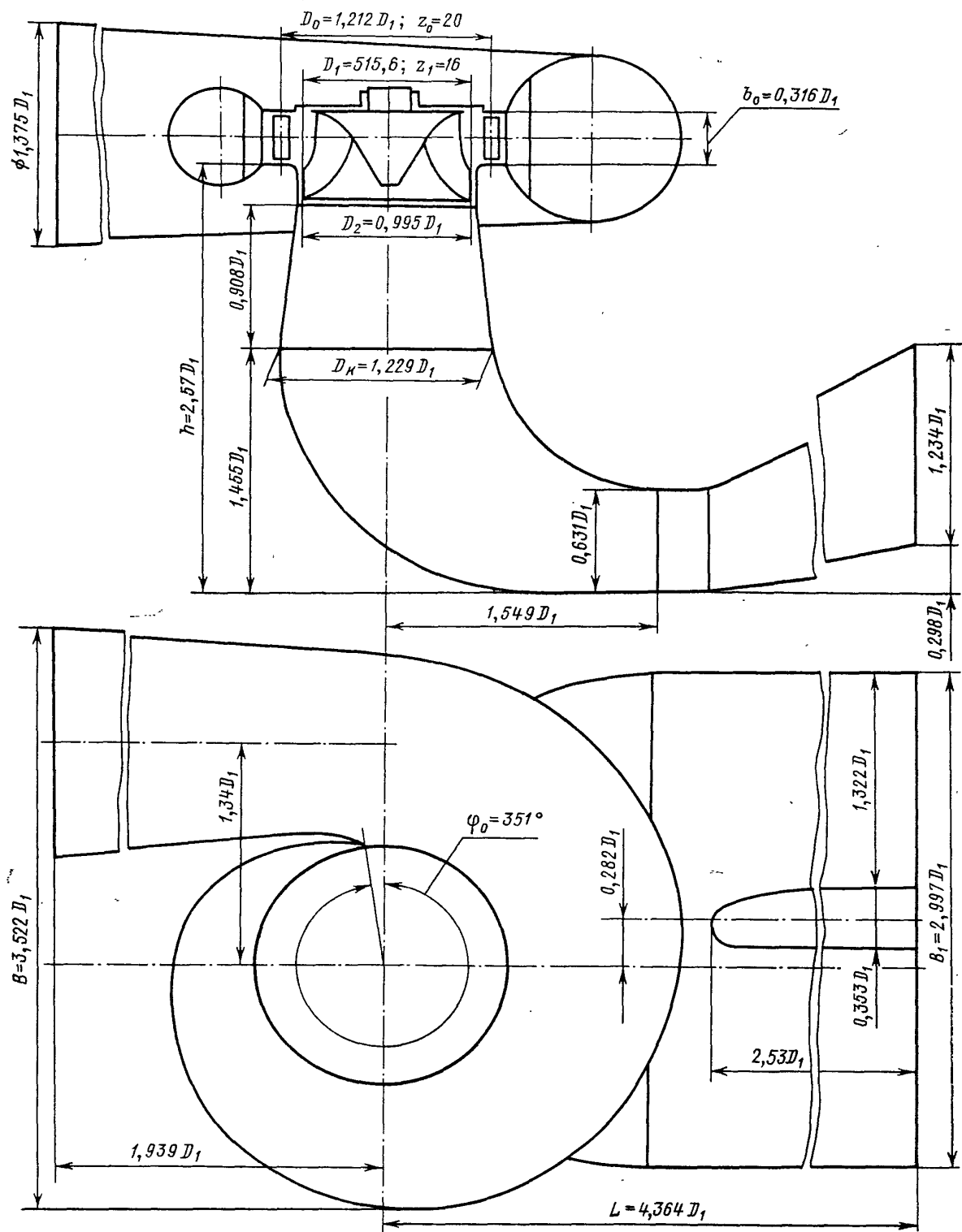


Рисунок Б.3 – Проточная часть модели гидротурбины РО115-В

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Гидротехнических сооружений в составе гидроузла**

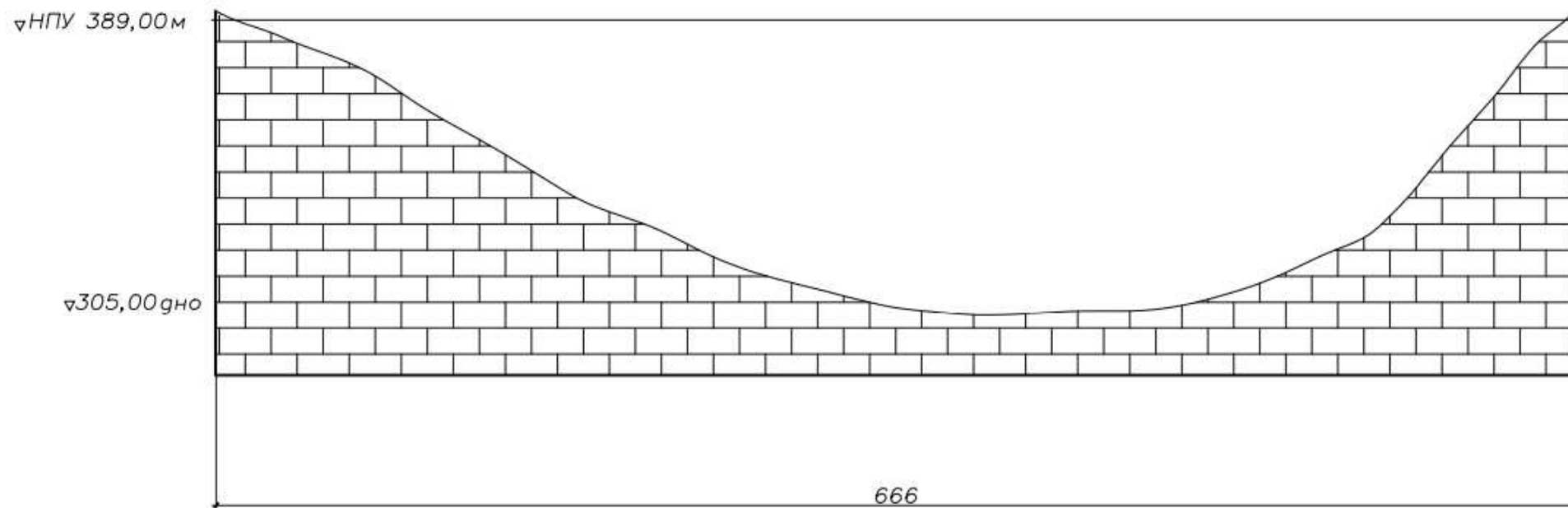


Рисунок В.1 – Створ реки Щугор

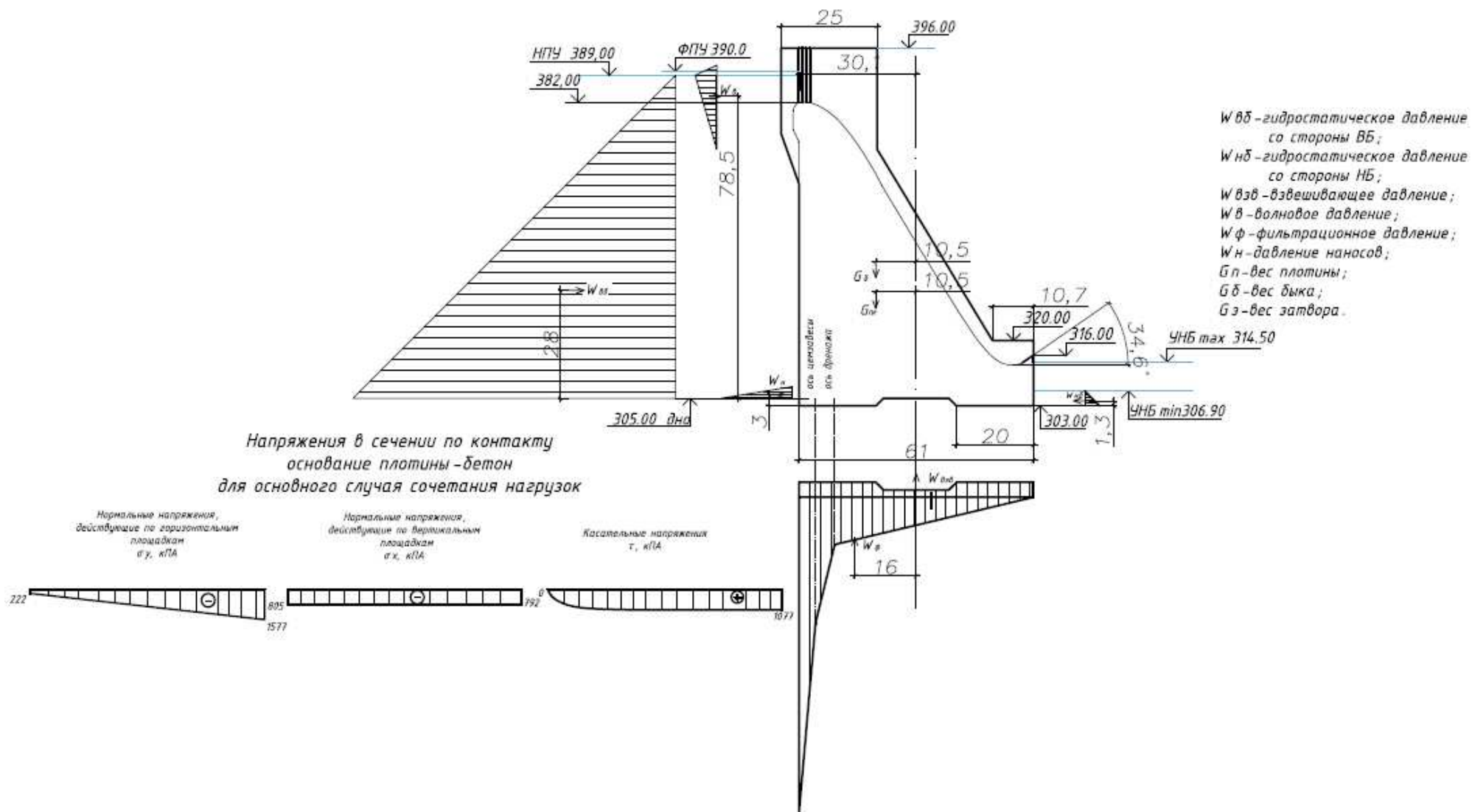



Рисунок В.2 – Нагрузки действующие на водосливную плотину при основном сочетании нагрузок

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Андрияс  
подпись    инициалы, фамилия  
« 02 »    07    2020г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


08.03.01 - Строительство

код - наименование направления

**Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Укрепление  
потенциально-неустойчивых массивов горных склонов в местах  
примыкания плотины**

тема

Руководитель

  
подпись, дата

доцент кафедры ГЭС и М Н.Н. Королькова  
должность, ученая степень    инициалы, фамилия

Выпускник

С  
подпись, дата

А.В. Сююра  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020


Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Укрепление потенциально-неустойчивых массивов горных склонов в местах примыкания плотины.»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

 3.07.2020    И.И. Кузнецов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

 02.07.20    А.В. Масленникова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия


Компоновка и сооружения гидроузла

 02.07.20    Н.П. Чебенова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Организация и производство  
гидротехнических работ

 03.07.20    Т.В. Толосшева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

 02.07.20    В.Б. Зайцев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 02.07.20    Короев В.А.  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

 02.07.20    В.В. Ланков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 02.07.20    Д.А. Чабанова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия