

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал  
институт  
Гидротехнических сооружений и гидравлических машин  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_      \_\_\_\_\_  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство

код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ САБАНКУЛЬЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЮРЮЗАНЬ.  
ПОДВОДНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ  
ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И ПРИМЫКАЮЩИХ К НИМ  
УЧАСТКОВ НЕУКРЕПЛЕННОГО РУСЛА**

тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Инженер II категории СМГТС  
Филиал ПАО «РусГидро»  
Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного  
должность, место работы

С.И. Глущенко  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Бояринцева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Сабанкульской ГЭС на реке Юрюзань. Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла.

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Водно-энергетические расчеты

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Выбор основного и вспомогательного оборудования

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Организация и производство гидротехнических работ

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Технико-экономическое обоснование

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись, дата

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ САБАНКУЛЬСКОГО ГИДРОУЗЛА .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Общая часть .....	9
1.1 Климат .....	9
1.2 Гидрологические данные.....	9
1.3 Инженерно-геологические условия.....	11
1.4 Особенности энергосистемы.....	12
2 Водно-энергетические расчеты .....	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.1.1 Гидрологический ряд расходов реки Юрюзань. Построение эмпирических кривых.....	13
2.1.2 Выбор расчётного средневодного года (P=50%).....	14
2.1.3 Выбор расчётного маловодного года (P=90%).....	15
2.2 Обработка данных по энергосистеме .....	16
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	16
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	18
2.3 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	20
2.4 Годичное регулирование стока .....	23
2.5 Водно-энергетический расчёт в маловодном году .....	25
2.6 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок.....	26
2.7 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования ...	28
2.8 Баланс мощностей .....	30
2.9 Водно –энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году .....	32
2.10 Выбор энергетического оборудования. Режимное поле .....	32
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	35
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	35
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	35
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса .....	35
3.2 Выбор типа серийного генератора .....	39
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	40
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	45
3.5.1 Расчёт вала на прочность .....	45
3.5.2 Расчёт подшипника.....	46
3.6 Выбор типа маслонапорной установки.....	47
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора.....	47
4 Компонировка и состав сооружений гидроузла.....	49
4.1 Определение класса сооружения .....	49
4.2 Проектирование сооружений напорного фронта. Определение отметки гребня плотины.....	49

4.2.1	Грунтовая плотина .....	49
4.3	Гидравлические расчёты .....	52
4.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	52
4.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	53
4.3.3	Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову .....	55
4.3.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	56
4.3.5	Расчет водобойной стенки .....	57
4.3.6	Пропуск расходов через глубинные водосбросы .....	61
4.4	Конструирование плотины .....	62
4.4.1	Определение ширины подошвы плотин .....	62
4.4.2	Разрезка бетонных плотин швами .....	63
4.4.3	Быки .....	64
4.4.4	Устой .....	64
4.4.5	Галереи в теле плотины .....	65
4.4.6	Ширина плотины по гребню .....	65
4.4.7	Дренаж тела бетонной плотины .....	65
4.5	Основные элементы плотины. Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	66
4.5.1	Цементационная завеса .....	66
4.5.2	Дренажные устройства .....	66
4.6	Конструктивные элементы нижнего бьефа .....	67
4.6.1	Водобой .....	67
4.6.2	Рисберма .....	67
4.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины. Определение нагрузок на плотину, для основного и поверочного расчетного случая .....	67
4.7.1	Вес сооружения .....	68
4.7.2	Сила гидростатического давления воды .....	68
4.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	69
4.7.4	Сила фильтрационного давления .....	70
4.7.5	Давление грунта .....	70
4.7.6	Волновое воздействие .....	71
4.8	Оценка прочности плотины для <i>основного</i> расчетного случая .....	71
4.8.1	Определение напряжений .....	71
4.8.2	Критерии прочности плотины .....	73
4.8.3	Расчет устойчивости плотины .....	74
4.9	Оценка прочности плотины для <i>поверочного</i> расчетного случая .....	75
4.9.1	Определение напряжений .....	75
4.9.2	Критерии прочности плотины .....	77
4.9.3	Расчет устойчивости плотины .....	78
4.10	Грунтовая плотина .....	79
4.10.1	Плотина с ядром на непроницаемом основании .....	79
4.10.2	Расчет устойчивости низового откоса .....	82
5	Организация и производство гидротехнических работ .....	86
5.1	Определение максимального строительного расхода .....	86
5.2	Гидравлический расчет пропуска строительных расходов через туннель .....	87

5.2.1	Определяем отметки гребня перемычек.....	88
5.3	Строительство туннеля.....	88
5.3.1	Проходка туннеля.....	88
5.3.2	Перемычки туннеля и перемычки русла.....	90
5.4	Возведение грунтовой плотины.....	91
5.5	Водоотлив.....	91
5.6	Буровзрывные работы.....	92
5.7	Земляные работы.....	93
5.8	Расчет производительности экскаватора одноковшового.....	94
5.9	Определение необходимого количества транспорта.....	95
5.10	Приготовление бетонной смеси.....	95
5.11	Опалубочные и арматурные работы.....	96
5.12	Схема расстановки кранов и укладка бетона.....	97
5.13	Этапы основного периода строительства.....	99
5.14	Ведомость объемов работ по этапам строительства.....	100
6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды.....	100
6.1	Общие сведения о районе строительства.....	102
6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства и эксплуатации.....	102
6.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	103
6.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	103
7	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	105
7.1	Общие требования.....	105
7.2	Действия персонала при возникновении пожара.....	105
7.3	Охрана труда.....	106
8	Технико-экономические показатели.....	107
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	107
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	107
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	108
8.1.3	Налоговые расходы.....	111
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	111
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	113
8.3.1	Методология, исходные данные.....	113
8.3.2	Коммерческая эффективность.....	113
8.3.3	Бюджетная эффективность.....	114
8.4	Анализ чувствительности.....	114
9	Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла.....	117
9.1	Общие сведения.....	117
9.2	Проведение ПТО и оборудование.....	118
9.3	Периодичность.....	123
9.4	Организация подводно-технического обследования и анализ данных....	125
9.5	Организации выполняющие ПТО в России.....	127
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	129

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	130
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты.....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты .....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование .....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Основное и вспомогательное оборудование.....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Основное и вспомогательное оборудование .....	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Основное и вспомогательное оборудование.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Основное и вспомогательное оборудование .....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ И Основное и вспомогательное оборудование .....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ К Основное и вспомогательное оборудование .....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Основное и вспомогательное оборудование .....	142

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ САБАНКУЛЬСКОГО ГИДРОУЗЛА

Наименование гидроузла: Сабанкульский гидроузел на реке Юрюзань,

Местонахождение ГЭС: Башкортостан,

Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

а) Среднемноголетний расход – 75,8 м<sup>3</sup>/с;

б) пропуск через агрегаты – 2 гидроагрегата, 78,7 м<sup>3</sup>/с;

в) максимальный поверочный расход при обеспеченности 0,1% –  $Q_{0,1\%} = 1374,5 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока: годичный;

б) отметки: НПУ 180,0 м; УМО 170,4 м;

в) объемы водохранилища: полный 3,42 км<sup>3</sup>; полезный 2,34 км<sup>3</sup>.

Напоры ГЭС:

а) максимальный 40,0 м;

б) расчетный 30,0 м;

в) минимальный 27,2 м.

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 45 МВт; гарантированная 130 МВт;

б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 181 млн. кВт·ч;

в) число часов использования установленной мощности 5760 час.

Плотины:

а) бетонная водосливная;

б) левобережная земляная глухая;

в) бетонная станционная русловая;

г) правобережная земляная глухая;

д) общая длина 1,24 м, максимальная высота 48 м.

Водосбросные сооружения:

а) гашение энергии по типу затопленного прыжка;

б) число пролетов 3 отверстия;

в) общая длина 36 м.

Здание ГЭС:

а) тип здания - русловое, число агрегатов – 2;

б) размеры: общая длина 50 м, ширина 12 м.

Основное оборудование:

а) тип турбины ПЛ40а-В-335;

б) тип генератора ВГС-525/125-28, его мощность 26,9 МВ·А;

в) частота вращения 115,4 об/мин.

Технико-экономические показатели:

а) период окупаемости 7,5 лет;

б) себестоимость энергии 27 коп/кВт·ч;

в) удельные капитальные вложения 70844,4 руб./кВт.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции – это сложный природно-технический комплекс. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют широких знаний в общетехнических и специальных отраслях. К тому же каждая электростанция является уникальным объектом, включающим в себя особенности места своего строительства, что создает в месте створа гидроузла взаимно зависимую систему, которая поддерживается за счет правильной работы гидросооружения.

Гидроресурсы являются возобновляемым и наиболее экологичным источником энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива.

Кроме с производства электроэнергии - гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших задач, в которые входит создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыбозаводство, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения.

Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая гидроэлектростанция, введенная в эксплуатацию, дает толчок к развитию экономики региона своего расположения, что в свою очередь оказывает влияние и на соседние регионы.



## 1 Общая часть

Створ проектируемой Сабанкульской ГЭС находится, вблизи села Караяр, Южный Урал в Башкортостане, на реке Юрюзань (устаревшая транскрипция названия Юрезань, Эрезень).

### 1.1 Климат

Климат умеренно континентальный, прохладный.

Среднегодовая температура воздуха 2 °С, ср. температура января -15,5 °С, июля 18 °С. Абсолютная максимальная температура 39 °С, абсолютная минимальная температура -52,2 °С.

Согласно СП «Строительная климатология» расчетная температура района строительства (самой холодной пятидневки) – 37°С.

Среднегодовое количество осадков 600 — 650 мм, в тёплый период более 400 мм.

В Башкортостане преобладает южный ветер. Усредненный показатель скорости ветра в течение года составляет 3,6 м/с. Самым спокойным месяцем является сентябрь, а самым ветренным апрель.

Глубина промерзания грунта – 1,7 м.

### 1.2 Гидрологические данные

Исток реки находится на восточном склоне горы Угловой Машак хребта Машак на высоте 964 м над уровнем моря. Сначала Юрюзань течёт на северо-восток по узкой горной долине. В среднем течении Юрюзань выходит из гор на равнину. В нижнем течении, прорезая толщу уфимского плато, река впадает в залив Павловского водохранилища на реке Уфа.

Питание Юрюзани смешанное, с преобладанием снегового.

В таблице 1.1 представлен исходный гидрологический ряд за 33 года (1964 -1996 гг.) наблюдений для реки Юрюзань. Каждый год гидрологический ряд представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

Основные характеристики:

- Длина реки: 404 км;
- Площадь бассейна: 7240 км<sup>2</sup>;
- Среднегогодовой расход: 75,8 м<sup>3</sup>/с;
- Уклон: 2,05 м/км.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Юрюзань

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.- год
1	1964	27,8	16,4	17,2	19,4	218	636	46	24	25,2	15,3	20,4	26,6	91
2	1965	26,6	21,7	21,1	42,3	337	450	35,8	19,2	15,6	26,6	50,5	19,4	88,8
3	1966	16,7	16,3	14,5	16,2	276	1010	91,6	42	23,1	16,8	14,8	15,4	129,5
4	1967	11,1	11,1	12,7	27,6	312	155	31,2	51,1	36	25,4	17,5	6,78	58,1
5	1968	6	4,81	78,6	13,2	357	181	26,8	14,5	13	11,9	13,3	11,2	60,9
6	1969	10,5	7,72	8,68	65,5	183	927	122	22,6	19,9	23,8	36,1	17,2	120,3
7	1970	12,7	13	13,8	46,6	593	242	114	23,8	25,8	17,8	24,5	13,5	95
8	1971	12,5	12,6	12,6	13,5	475	370	50,6	32,2	16,3	13,8	12,6	11	86,1
9	1972	8,75	7,86	11	41,2	479	236	49,9	43,4	26,6	24,9	51	28,1	84
10	1973	22,3	18,9	19,7	20,3	613	390	54,6	40,1	23,3	14,2	14,7	13,5	103,7
11	1974	11,2	8,94	10,7	33,4	424	104	24,9	12	10,2	16	16,7	11,6	57
12	1975	10,7	10,5	17,7	19,9	356	468	67,9	20,4	15,3	15,7	19,2	12,2	86,1
13	1976	11,5	11	11	41	215	238	26,1	16,3	28,6	40,4	21,2	18,1	56,5
14	1977	13,3	11,1	13,7	25	478	259	31,3	17,6	18	21,4	22,7	13,6	77,1
15	1978	13	12,2	25,6	23,5	454	156	72,9	31,5	28,6	18,7	23,9	17,2	73,1
16	1979	14,6	14,4	14,4	52,6	189	600	61,5	26,8	20,9	21,1	39,5	20,4	89,6
17	1980	17,3	13,5	13,5	20,5	200	108	55,9	27,3	22,6	17,4	20,7	15,7	44,4
18	1981	12,2	11,7	18,3	37,3	263	62,2	21,5	12	12,2	11,4	19,8	10,5	41
19	1982	9	8,31	8,25	26,1	324	96,4	28,7	17,1	15,1	11,8	27,7	18,3	49,2
20	1983	15,1	13,4	16,6	36,9	172	359	63,8	36,9	20,7	25,7	40	24,9	68,8
21	1984	14,6	12,2	30,8	71,9	255	437	110	71,7	91,6	38,7	62,5	45,4	103,5
22	1985	24,5	20,9	18,6	67,4	420	263	146	47	41,8	40,3	61,3	37,1	99
23	1986	25,6	22,7	20,1	21,4	266	365	72,4	25,7	26,9	20,4	16,4	15	74,8
24	1987	13,7	15,3	14,8	51,3	212	251	40	31	17,3	26,1	39,8	20,6	61,1
25	1988	21,2	17,4	16	32	447	213	45,8	28,9	32,3	24,6	25,3	19,5	76,9
26	1989	18,2	18,2	21,4	22,3	368	229	46,4	31,9	17,6	14,5	22,2	21,7	69,3
27	1990	21,8	23,6	22,6	35,2	330	196	43,2	26,6	22,9	24,2	20	18,8	65,4
28	1991	18	18,9	17	60	349	172	39,5	23,9	22,5	70,6	40,2	30,2	71,8
29	1992	21,4	20,9	22,8	28	348	250	122	36,3	27,8	26,8	16,4	12,3	77,7
30	1993	13,9	16,5	20,9	26,7	286	138	38,3	19,7	19,3	31,5	48,7	25,6	57,1
31	1994	21,1	18,7	23,3	19	534	112	33,1	22	20,7	21	12,1	10,5	70,6
32	1995	11,5	10,7	10,8	16,6	164	264	27,9	17,5	12,2	13,1	25,9	10,8	48,8
33	1996	14,4	13,1	15,3	20,1	373	168	80,5	26,8	21,2	20,7	16,2	16,4	65,5

С помощью гидрологических расчетов получаем таблицу 1.2, в которой отображены максимальные расходы воды расчетной обеспеченности.

Таблица 1.2 – Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности

р%	Ф или j	MS=Ф·Cv	KS=MS+1	Q=KS·Qcp
0,1	5,30	2,17	3,17	1374,5
0,5	3,93	1,61	2,61	1131,4
1	3,35	1,37	2,37	1027,4
3	2,40	0,98	1,98	858,4
5	1,96	0,80	1,80	781,0
10	1,33	0,55	1,55	669,2
20	0,68	0,28	1,28	554,5
50	-0,24	-0,10	0,90	390,5
75	-0,73	-0,30	0,70	303,6
95	-1,12	-0,46	0,54	233,6
97	-1,17	-0,48	0,52	225,1
99	-1,24	-0,51	0,49	212,7

Кривая зависимости уровней воды в нижнем бьефе от расходов воды приведена на рисунке 1.1.

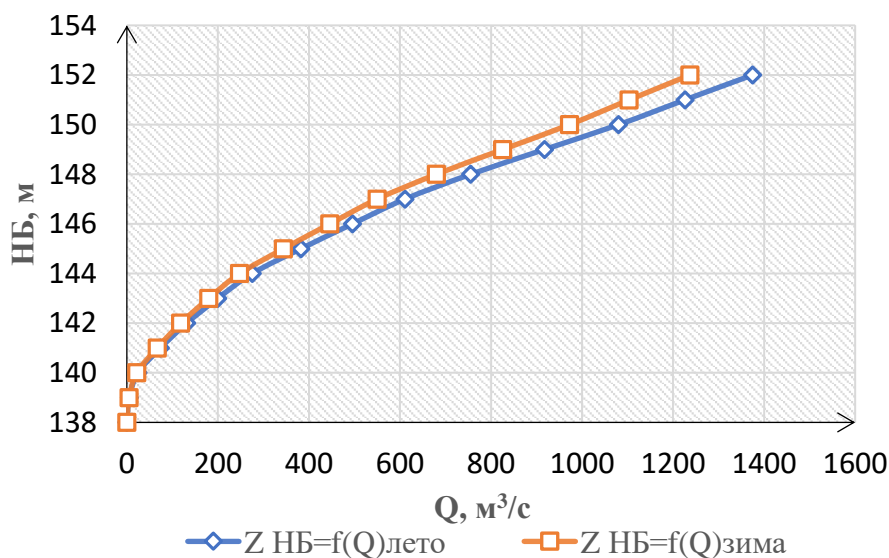


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости расходов воды от уровней

### 1.3 Инженерно-геологические условия

В месте створа река протекает через равнинный участок, основание скальное – доломит, плотность которого 2,62-2,74 г/см³, покрытый слоем суглинка и смесью песка и гравия.

Сейсмичность района строительства измеряется в 6 баллов.

Сабанкульская ГЭС войдет в ОЭС Урала. Ближайшая подстанция Амет (2020 кВ), находящаяся в 90 км, проектируемая ГЭС подключится к ней.

## **1.4 Особенности энергосистемы**

Сабанкульская ГЭС принадлежит энергосистеме ОЭС Урала.

Средненапорная плотина на реке Юрюзань присоединится к общей энергосистеме (подстанция Амет, 100 км от створа).

В последние годы в регионе наблюдается увеличение дефицита электроэнергии. Если в 2011 году Башкортостан производил на 587 млн кВт·ч электроэнергии больше, чем потреблял, то в 2015 году потребление превысило производство на 4 372 млн кВт·ч. За этот же период Башкортостан сместился в рейтинге энергодефицитности с 20 на 57 место среди регионов России. Рост дефицита связан с увеличением потребления электроэнергии крупными предприятиями.

Работы по проектированию электростанций ведет ООО «Башэнергопроект» (Уфа). На ОАО «Башкирэнерго» производится основной объём электрической и тепловой энергии в республике.

Таким образом, главными потребителями для Сабанкульской ГЭС выступают крупные предприятия и заводы на территории Башкортостана, в частности, Караидельский район.

## 2 Водно-энергетические расчеты

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

#### 2.1.1 Гидрологический ряд расходов реки Юрюзань. Построение эмпирических кривых

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов (Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годичного регулирования» СШФ СФУ, 2019 г. стр. 13-17. [1].) целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов приведены в таблице 2.1.

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

№ п/п	Годы	Qср.год.	P, %	Годы	Qпол.	Годы	Qмеж
1	1966	129,5	3	1966	427,0	1984	23,8
2	1969	120,3	6	1969	393,5	1985	27,9
3	1973	103,7	9	1973	643,0	1991	26,7
4	1984	103,5	12	1964	233,5	1992	23,0
5	1985	99,0	15	1971	269,0	1969	19,3
6	1970	95,0	18	1970	555,0	1970	33,4
7	1964	91,0	21	1975	417,5	1983	30,6
8	1979	89,6	24	1979	422,5	1972	18,8
9	1965	88,8	26	1965	357,5	1979	29,3
10	1975	86,1	29	1977	501,5	1965	24,2
11	1971	86,1	32	1972	264,0	1987	15,6
12	1972	84,0	35	1984	412,0	1966	21,0
13	1992	77,7	38	1985	226,5	1978	22,5
14	1977	77,1	41	1988	368,5	1986	18,8
15	1988	76,9	44	1994	305,0	1988	26,7
16	1986	74,8	47	1986	394,5	1993	28,6
17	1978	73,1	50	1978	154,0	1990	22,4
18	1991	71,8	53	1992	162,6	1996	16,7
19	1994	70,6	56	1989	210,2	1973	17,0
20	1989	69,3	59	1996	265,5	1964	29,4
21	1983	68,8	62	1968	346,0	1989	54,9
22	1996	65,5	65	1983	341,5	1967	50,5
23	1990	65,4	68	1974	315,5	1976	26,7
24	1987	61,1	71	1990	231,5	1980	27
25	1968	60,9	74	1991	330	1975	26,3
26	1967	58,1	76	1967	298,5	1994	23,4
27	1993	57,1	79	1987	263	1968	25,9

Окончание таблицы 2.1

№ п/п	Годы	Qср.год.	P, %	Годы	Qпол.	Годы	Qмеж
28	1974	57	82	1976	260,5	1971	34,1
29	1976	56,5	85	1995	299	1977	33,5
30	1982	49,2	88	1993	212	1982	26,1
31	1995	48,8	91	1982	323	1981	20,2
32	1980	44,4	94	1981	214	1995	15,7
33	1981	41	97	1980	270,5	1974	24,5

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 \text{ – обеспеченность,}$$

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

$n$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимают равными 90 и 50%, соответственно. Из общего многолетнего ряда расходов выбираем ряды с обеспеченностью 50% и 90% или близкие к ним. Эмпирические кривые обеспеченности приведены на рисунке 2.1.

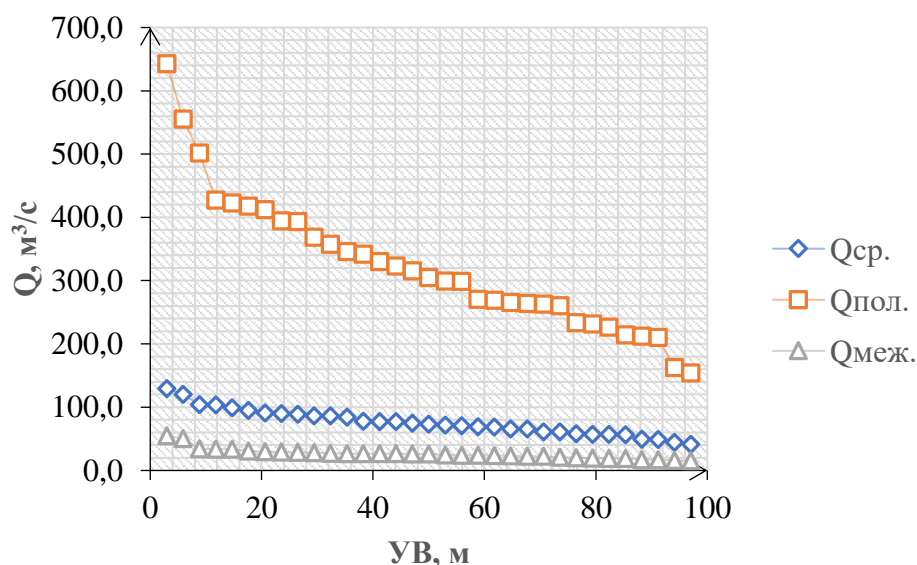


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.1.2 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности 50% на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1978 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Расходы в расчётном году 1978 приведены в таблице 2.2.

$$K_{п} = \frac{Q_{п\ 50\% \text{ базовое}}}{Q_{п\ 1978}} = \frac{154,0}{154,0} = 1$$

$$K_M = \frac{Q_{M \text{ 50\% базовое}}}{Q_{M \text{ 1978}}} = \frac{22,5}{22,5} = 1$$

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном году 1978 (50%)

Р, %	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1978 г.	12,2	13,0	17,5	31,6	434,0	176,0	72,9	31,5	28,6	23,9	18,7	17,2
С привед.	12,2	13,0	17,5	31,6	434,0	176,0	72,9	31,5	28,6	23,9	18,7	17,2
С корект.	12,2	13	14,5	34,6	404	206	72,9	31,5	28,6	23,9	18,7	17,2

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

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1982 и 1995 гг. (соответственно 88,2 и 91,2%). Вычисляем коэффициенты для каждого года.

Для 1982 г:

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ 90\% базовое}}}{Q_{II \text{ 1982}}} = \frac{212,0}{323,0} = 0,66,$$

$$K_M = \frac{Q_{M \text{ 90\% базовое}}}{Q_{M \text{ 1982}}} = \frac{26,1}{26,1} = 1,$$

$$K_{II} = 0,66, \quad K_M = 1.$$

Для 1995 г:

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ 90\% базовое}}}{Q_{II \text{ 1982}}} = \frac{299,0}{323,0} = 1,08,$$

$$K_M = \frac{Q_{M \text{ 90\% базовое}}}{Q_{M \text{ 1982}}} = \frac{20,2}{15,7} = 1,28,$$

$$K_{II} = 1,08, \quad K_M = 1,28.$$

Интерполируем значение расхода для 90% обеспеченности из делаем корректировку значений 1982 и 1995 гг. (соответственно 88,2 и 91,2%). Интерполяция значение расходов 1982 и 1995 гг. после корректировки приведена в таблице 2.3. Сравнение расходов средневодного и маловодного года после корректировки приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.3 – Интерполяция значение расходов 1982 и 1995 гг после корректировки

Р, %	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
88,2	8,3	9,0	8,3	26,1	324,0	96,4	28,7	17,1	27,7	11,8	15,1	18,3
90,0	10,3	11,0	10,3	21,2	225,2	192,5	29,5	18,2	27,8	13,2	13,9	14,3
91,2	11,5	12,4	11,7	17,9	159,4	256,6	30,1	18,9	27,9	14,1	13,2	11,7

Уточнив и скорректировав расходы, необходимо убедиться, что расход в каждый месяц средневодного года больше маловодного. Гидрографы средневодного и маловодного лет приведены на рисунке 2.2.

Таблица 2.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года после корректировки

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q (50%)-Q (90%)	1,9	2,7	3,5	13,4	168,8	23,5	36,4	10,7	10,4	10,0	5,5	2,9

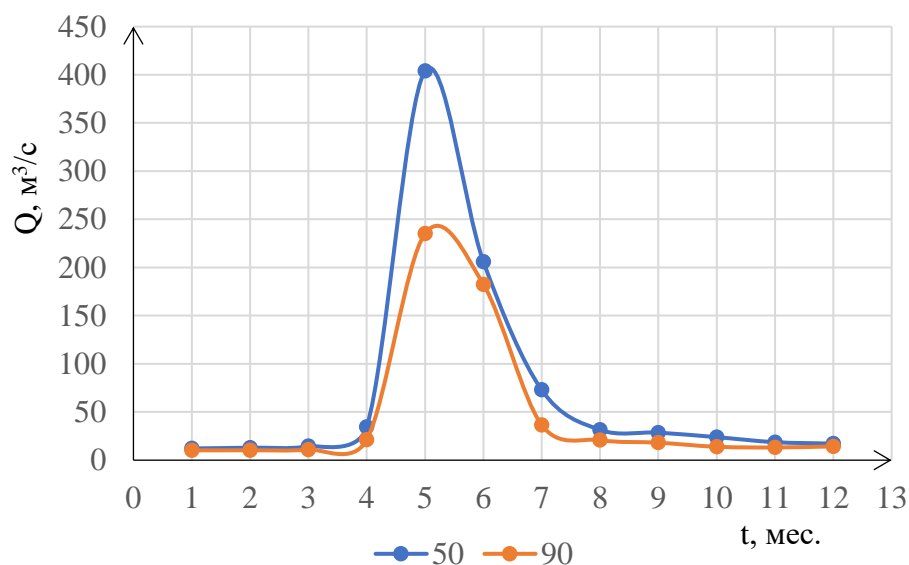


Рисунок 2.2 – Гидрографы средневодного и маловодного лет

## 2.2 Обработка данных по энергосистеме

### 2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

С помощью карты и сайта системного оператора определяем, что створ проектируемой ГЭС находится в РДУ Урала.

По соотношению выработки ОДУ Урала и РДУ Башкортостана находим коэффициент k:

$$k_{\text{ОДУ}} = \frac{\text{Э}_{\text{потр ОДУ}}}{\text{Э}_{\text{потр РДУ}}} = \frac{263,68}{27,43} = 9,6$$



Так как соотношение мощностей больше, чем 1:10, то будем проектировать на РДУ. По координатам нахождения створа определяем принадлежность проектируемой ГЭС к РДУ Башкирия.

Зимний график нагрузки выбирается для типичных суток конца декабря, летний – июня (выбираем 25.12.19 и 25.06.19).

По справочным данным определяем коэффициенты плотности суточного летнего  $\beta_{сут}^л$  и зимнего  $\beta_{сут}^з$  графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума  $\alpha_l$ . (Приложение «Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годовичного регулирования» СШФ СФУ, 2019 г. стр. 57-60.) [1].

Определим с помощью карты, что место предполагаемого гидроузла имеет координаты центр  $54^\circ$  северной широты.

Определяем по графику, что  $\beta_{сут}^л = 0,72$ ;  $\beta_{сут}^з = 0,76$ .

По формулам (3.1) и (3.2) делаем расчеты, итог поместим в таблицу.

$$P_t^з = P_c^{max}(\alpha_t^з \cdot \beta_{сут}^з + b_t^з), \quad (2.1)$$

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

где  $\alpha_t^з$ ,  $b_t^з$ ,  $\alpha_t^л$ ,  $b_t^л$  коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы (Приложение «Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годовичного регулирования» СШФ СФУ, 2019 г. стр. 57-60.) [1]. Мощности потребления в каждый час приведена в таблице 2.5. Суточные графики нагрузки ЭС представлены на рисунке 2.3.

Таблица 2.5 – Мощности потребления в каждый час

Часы суток	Центр ( $54^\circ$ северной широты)	
	$P_t^з$	$P_t^л$
0	182,0	80,6
1	152,4	71,3
2	148,8	63,6
3	143,8	59,8
4	143,8	59,8
5	148,8	59,8
6	163,1	64,5
7	202,2	92,7
8	248,4	121,9
9	279,0	138,8
10	271,2	168,0
11	250,0	154,2
12	236,0	142,1
13	238,1	147,4

Окончание таблицы 2.5

Часы суток	Центр (54° северной широты)	
	$P_t^3$	$P_t^л$
14	257,1	156,8
15	245,5	147,7
16	244,9	135,6
17	292,8	149,2
18	300,0	144,5
19	286,3	138,0
20	282,0	140,1
21	271,9	128,0
22	244,8	154,5
23	202,2	123,6

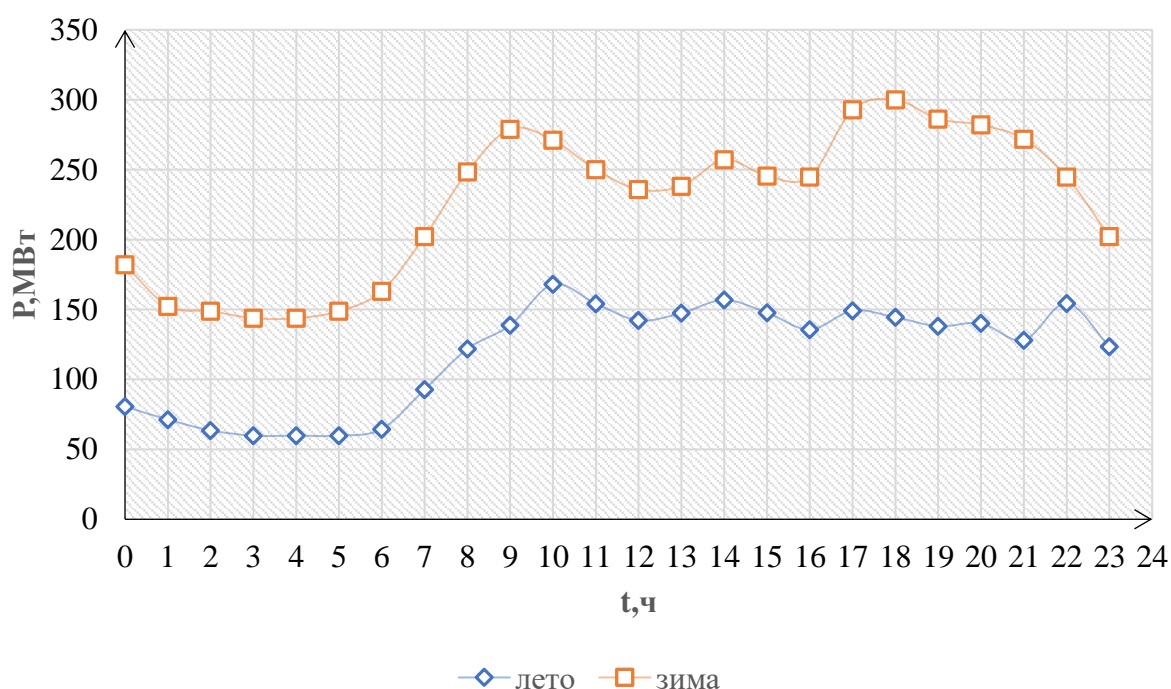


Рисунок 2.3 – Суточные графики нагрузки ЭС

### 2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы велось по методике, описанной в методическом пособии «Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годичного регулирования» СШФ СФУ, 2019 г. [1].

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

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.3)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$a, b$  - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot 3,14/180^\circ; \quad (2.4)$$

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}; \quad (2.5)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}; \quad (2.6)$$

$$P_{зима}^{max} = 300 \text{ МВт}; \quad P_{лето}^{max} = 168 \text{ МВт}.$$

Среднемесячные нагрузки можно рассчитать, определив среднее значение декабрьских и июньских исходных суточных графиков:

$$P_{зима}^{cp} = 226 \text{ МВт}; \quad P_{лето}^{cp} = 118 \text{ МВт}$$

Расчет данных для построения графиков приведен в таблице 2.6. Годовые графики нагрузки ЭС можно увидеть на рисунке 2.4.

Таблица 2.6 – Расчет данных для построения графиков

$t$	$\alpha$	$\cos \alpha$	$P_t^{max}, \text{ МВт}$	$P_t^{cp}, \text{ МВт}$
1	0,2617	0,9660	298	224
2	0,7850	0,7074	281	210
3	1,3083	0,2595	251	186
4	1,8317	-0,2579	217	158
5	2,3550	-0,7063	187	134
6	2,8783	-0,9655	170	120
7	3,4017	-0,9664	170	120
8	3,9250	-0,7085	187	134
9	4,4483	-0,2610	217	158
10	4,9717	0,2564	251	186
11	5,4950	0,7051	281	210
12	6,0183	0,9651	298	224

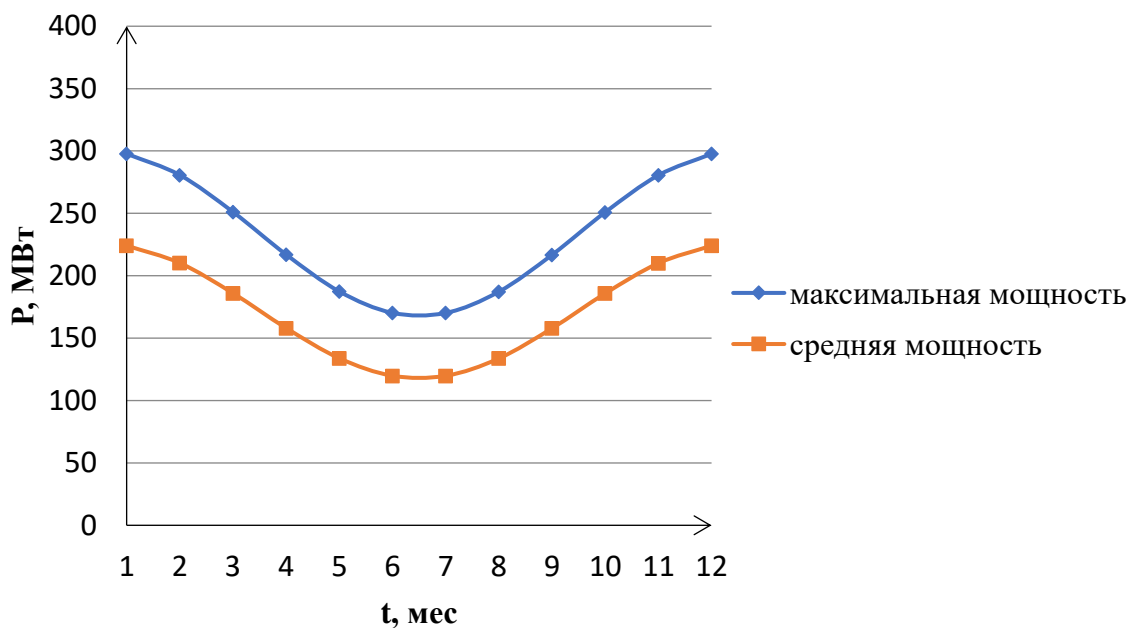


Рисунок 2.4 – Годовые графики нагрузки ЭС

### 2.3 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года. Бытовые мощности определяются при постоянном уровне верхнего бьефа, равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.7)$$

где  $Z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$Z_{НБ}$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи  $z_{НБ} = f(Q)$ ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях, для Сабанкульской ГЭС с напором 42 м, потери составят 0,4 м.

Тогда бытовая мощность будет рассчитываться по формуле:

$$N_{\text{быт}} = k_N \cdot Q_{\text{пол}}^{\text{быт}} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.8)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, равный 8,5;

$Q_{\text{пол}}^{\text{быт}}$  – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{ГЭС}$  – напор ГЭС.

Результаты расчёта сведём в таблицу 2.7.

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому

стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}; \quad (2.9)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

При расчёте отметок нижнего  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{ВХК}}(t))$  бьефа используем значение расходов по требованиям ВХК, таблица 2.8.

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность. Сравнение этих режимов приведено в таблице 2.9.

Таблица 2.7 –Режим работы ГЭС по бытовому стоку при уровне ВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Q быт пол, м3/с</b>	14,4	15,8	18,6	33,1	341,5	306,2	58,2	28,5	27,7	23,1	24,0	18,5
<b>Z вб (НПУ), м</b>	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
<b>Z нб Zнб(Qвхк(t)), м</b>	139,40	139,40	139,40	139,70	142,40	143,70	140,20	140,20	140,00	139,40	139,40	139,40
<b>H<sup>подв</sup><sub>ГЭС</sub>, м</b>	40,20	40,20	40,20	39,90	37,20	35,90	39,40	39,40	39,60	40,20	40,20	40,20
<b>N быт, МВт</b>	5	5	6	11	108	93	20	10	9	8	8	6

Таблица 2.8 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Q ВХК, м3/с</b>	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
<b>Z вб (НПУ), м</b>	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
<b>Z нб Zнб(Qвхк(t)), м</b>	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60	140,60
<b>H<sup>подв</sup><sub>ГЭС</sub>, м</b>	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00
<b>N вхк, МВт</b>	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17

Таблица 2.9 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>N быт, МВт</b>	5	5	6	11	108	93	20	10	9	8	8	6
<b>N ВХК, МВт</b>	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
<b>N быт-N ВХК, МВт</b>	-12	-11	-10	-5	91	77	3	-7	-7	-9	-8	-10

$N_{изб} = 91$  МВт;

Далее эту мощность необходимо распределить в месяц, когда мощность по ВХК больше бытовой.

## 2.4 Годичное регулирование стока

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

Для построения графика баланса энергий рассчитаем мощности существующих в энергосистеме ГЭС, таблица 2.10:

Таблица 2.10 – Расчет мощности существующих ГЭС

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Э <sub>ср.сут</sub> , млн кВт·ч	2,1	2,1	1,9	1,6	1,4	1,3	1,3	1,4	1,6	1,9	2,1	2,1
N <sub>ср.сут</sub> , МВт	87	85	78	68	57	52	52	57	68	78	85	87

Отложим полученные значения на графике. Далее от значений мощностей существующих ГЭС отложим значения бытовых мощностей и мощностей ВХК.

Далее распределим избыток на зимние месяцы таким образом, чтобы из полученных значений получилась прямая линия. Эта линия и есть линия гарантированной мощности. Гарантированная мощность – средняя мощность зимних месяцев, которую может обеспечить гидроэлектростанция в условиях маловодного года за счёт перераспределения стока.

Баланс энергии приведен на рисунке 2.5.

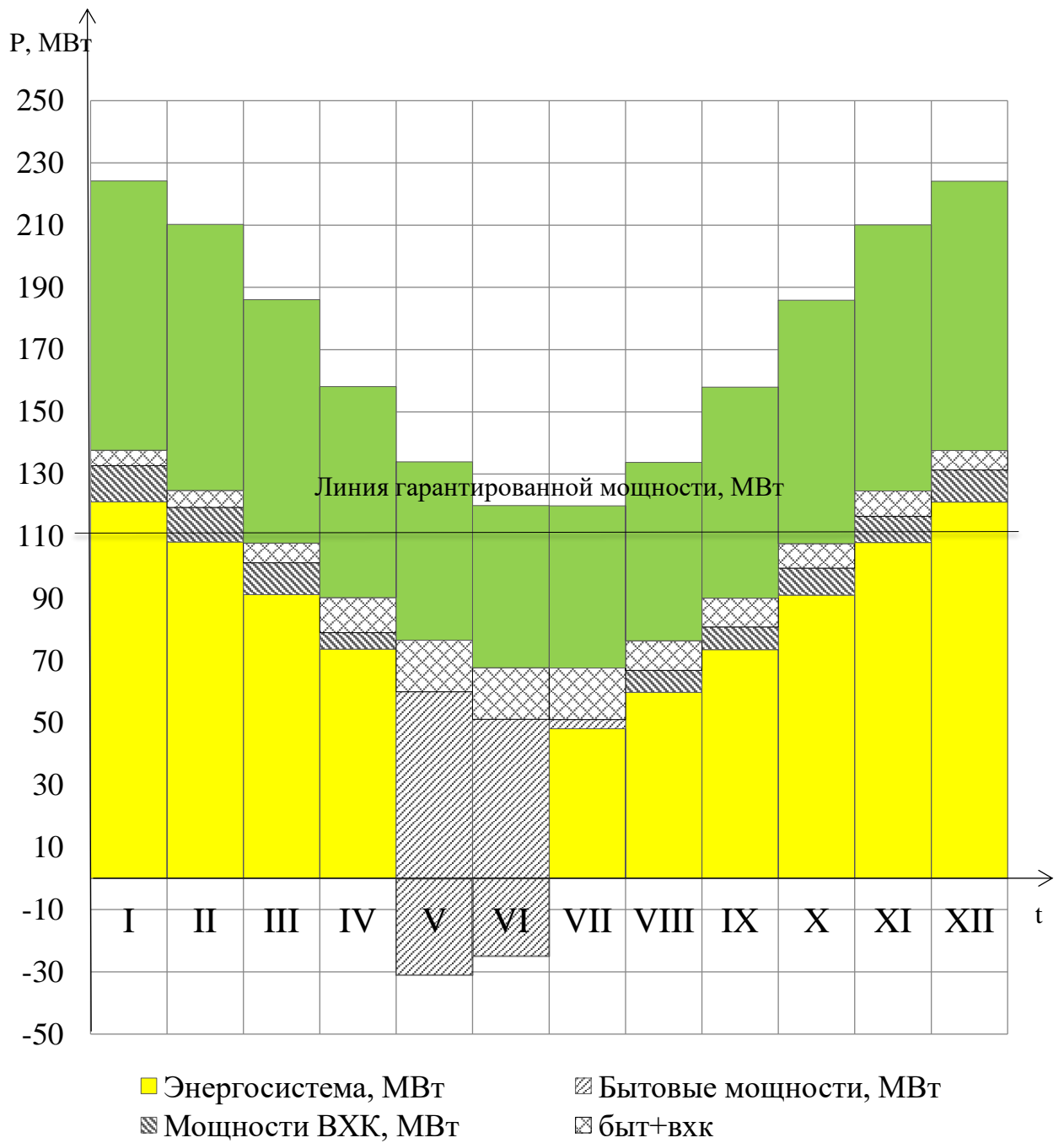


Рисунок 2.5 – Баланс энергии



## 2.5 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

Основной задачей ВЭР является определение гарантированных мощностей, УМО, определение полезного объёма водохранилища.

Прежде чем начать срабатывать водохранилище стоит понять, к какому режиму регулирования оно относится. Для этого рассчитаем коэффициент зарегулированности стока, по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезное}}}{W_{\text{среднемноголетнее}}}, \quad (2.10)$$

где  $W_{\text{среднемноголетнее}}$  - среднемноголетний сток;

$$W_{\text{среднемноголетнее}} = \frac{75,8 \cdot 31536000}{10^9} = 2,39 \text{ км}^3/\text{с};$$

$V_{\text{полезное}}$  – полезный объём водохранилища  $V_{\text{полезн.}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}}$ ;

Для расчета полезного объёма воспользуемся полиномом. За отметку УМО возьмем значение на уровне 2/3 от напора водохранилища, таблица 2.11:

Таблица 2.11 – Расчет полезного объёма водохранилища

$V_{\text{НПУ}}$	НПУ	$V_{\text{УМО}}$	УМО
3,42	180	2,34	166

$$V_{\text{полезн.}} = 3,42 - 2,34 = 1,08 \text{ км}^3,$$

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн.}}}{W_{\text{НПУ}}} = \frac{1,08}{2,39} = 0,45.$$

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что водохранилище многолетнего регулирования. Расчеты будем проводить для годичного, как частный случай многолетнего регулирования.

Произведем расчёт в табличной форме на рисунке А.1 в приложение А.

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд}}, \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}}, \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}}, \quad (2.13)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9}, \quad (2.14)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V, \quad (2.15)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2}, \quad (2.16)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.17)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H. \quad (2.18)$$

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{сан.п-к}}, \quad Z_{\text{начВБ}} = Z_{\text{конВБ}}, \quad N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{Гар}}.$$

При сработке водохранилища важно получить равенство начальных и конечных отметок верхнего бьефа в 11 и 10 месяцах сработки водохранилища соответственно. Помимо равенства отметок важно добиться равенства объемов в 11 и 10 месяцах сработки водохранилища соответственно.

Холостые сбросы водохранилища принимаются равными 0, так как расчет проводится для маловодного года, в котором холостые сбросы не требуются.

В начальной итерации не получилось достичь поставленной цели. Это связано с приблизительным взятием значений гарантированной мощности. После их корректировки удалось добиться равенства отметок.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{\text{гар}}=44$  МВт;
- гарантированная мощность ноябрь, февраль –  $N_{\text{гар}}=32$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО =170,36 м.

## 2.6 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Выбор рабочих мощностей необходим для построения баланса мощностей. Для этого производят вписывание треугольников мощностей Существующих ГЭС и Сабанкульской (проектируемой) ГЭС на ИКН. Вписывание треугольников производят в пиковую и базовую часть нагрузки энергосистемы.

Из интегральной кривой нагрузки определяют рабочие мощности ГЭС.

$$N_{\text{База}} = \frac{k_N \cdot Q_{\text{сан.попуск}} \cdot H}{1000}; \quad (2.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000}; \quad (2.20)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}}; \quad (2.21)$$

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}}; \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Гар}} = \frac{N_{\text{Гар}} \cdot 24}{1000}. \quad (2.23)$$

Для получения пиковой мощности на ИКН проводят линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяют значение  $N_{\text{Пик}}$ .

Вписывание треугольников для каждого месяца происходит аналогично, на рисунке 2.6 и 2.7 можно увидеть графики нагрузки и ИКН для января и июня соответственно.

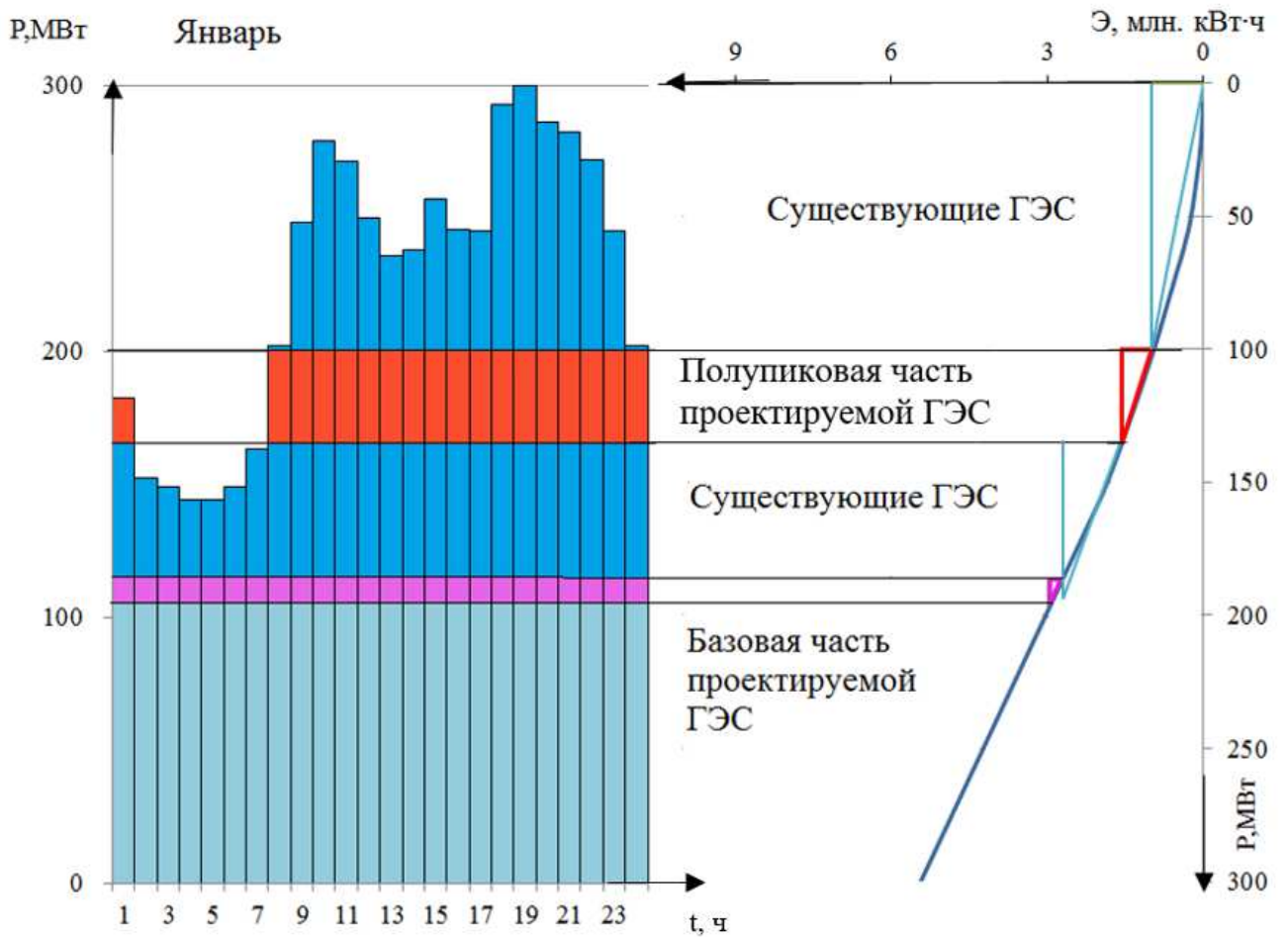


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН (январь)

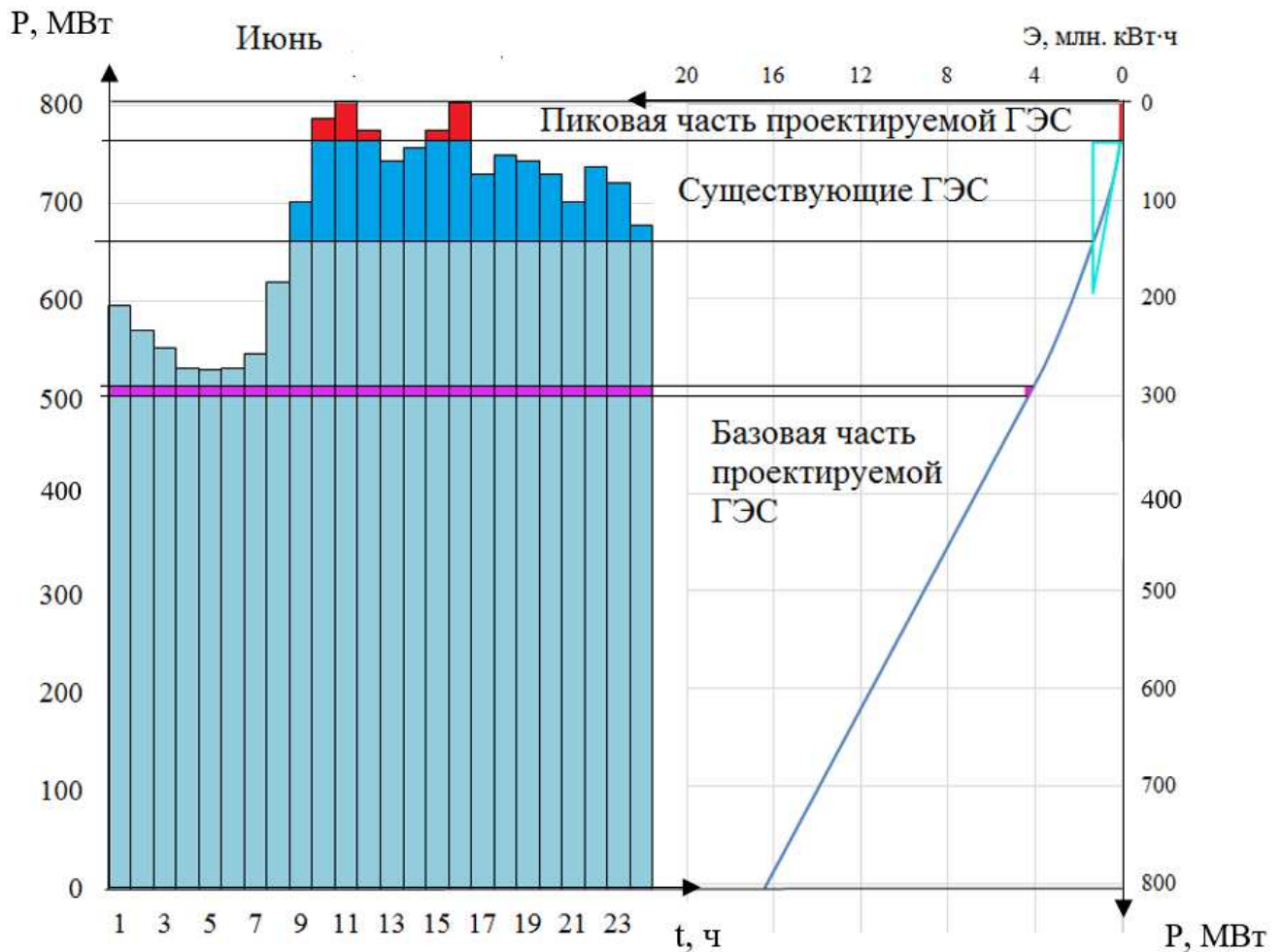


Рисунок 2.7 – График нагрузки и ИКН (июнь)

## 2.7 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Данный расчет необходим для построения баланса мощностей, из которого в дальнейшем выясняют установленную мощность станции.

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} \quad (2.24)$$

В свою очередь резервная мощность состоит из аварийной, ремонтной и нагрузочной мощностей.

Произведен расчет мощностей для декабря (января).

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимают как 3% от зимнего максимума нагрузки, а аварийный – 10%.

$$P_{нагр}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,03; \quad (2.25)$$

$$P_{авар}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,1. \quad (2.26)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующей ГЭС в соответствии с их мощностями. Таким образом, нагрузочный резерв для ГЭС будет равен:

$$P_{\text{нагр}}^{\text{проект.ГЭС}} = P_{\text{раб}}^{\text{проект.ГЭС}} \cdot 0,02; \quad (2.27)$$

$$P_{\text{нагр}}^{\text{сущ.ГЭС}} = P_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} \cdot 0,02. \quad (2.28)$$

Следует помнить, что аварийный резерв располагается на ТЭС и при расчете установленной мощности проектируемой станции, он не учитывается.

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, соответственно:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}; \quad (2.29)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}; \quad (2.30)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}. \quad (2.31)$$

Ремонт ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки. Ремонт ТЭС – в месяц провала нагрузки, в данном случае 6 и 7 месяц.

После подсчета резервов переходят к построению баланса мощностей.

Рабочая мощность января, декабря называется вытесняющей. Вытесняющая рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать нижеследующее.

1. Нагрузочный резерв системы необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах. Этот резерв колеблется от 1 % до 3 % зимнего максимума нагрузки. Для больших энергосистем – 1 %, для средних – 2 %; для маленьких или изолированных энергосистем – 3 %.

2. Аварийный резерв системы выбирается в пределах 10 % зимнего максимума нагрузки. Для расположения части аварийного резерва системы на ГЭС, необходимо соответственно предусмотреть дополнительный полезный объём водохранилища

3. Ремонтный резерв. Планирование капитального ремонта оборудования энергосистемы производится по следующим принципам:

– ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме.

– капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать также один раз в 6 лет с продолжительностью 60–120 дней. Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы.

## 2.8 Баланс мощностей

Баланс мощностей необходим для определения установленной мощности ГЭС. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Данные для построения представлены в таблице 2.12. Баланс мощностей представлен на рисунке 2.8.

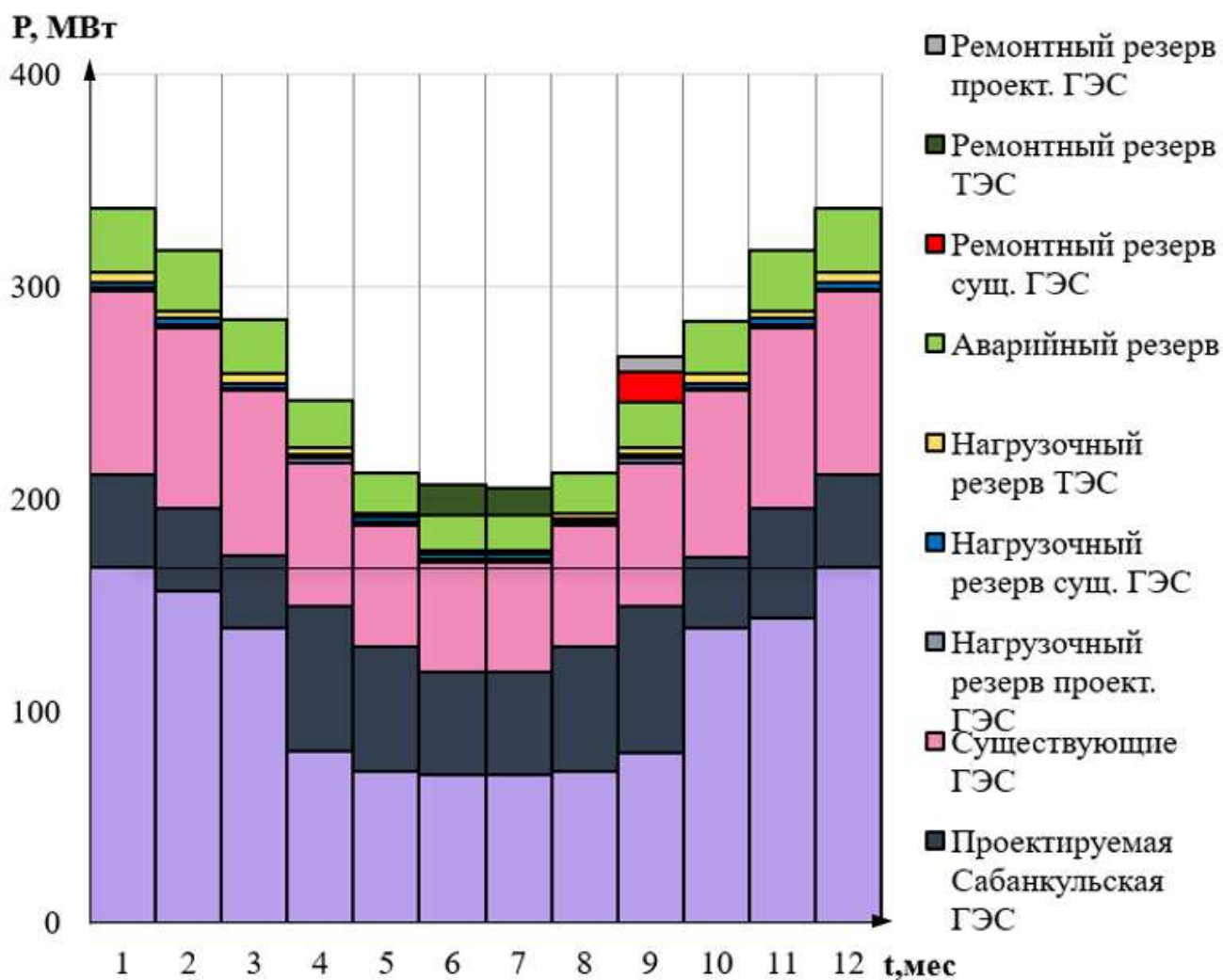


Рисунок 2.8 – Баланс мощностей

Таблица 2.12 – Баланс мощностей

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Ртах	Равар	Рнагр	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нрем	Навар
1	298	30	9	87	3	0	44	1	0	168	5	0	30
2	281	28	8	85	3	0	39	1	0	157	4	0	28
3	251	25	8	78	2	0	34	1	0	139	5	0	25
4	217	22	7	68	2	0	69	2	0	81	3	0	22
5	187	19	6	57	2	0	59	2	0	72	2	0	19
6	170	17	5	52	2	0	49	1	0	70	2	14	17
7	170	17	5	52	2	0	49	1	0	70	2	13	17
8	187	19	6	57	2	0	59	2	0	71	2	0	19
9	217	22	7	68	2	14	69	2	7	80	3	0	22
10	251	25	8	78	2	0	34	1	0	139	5	0	25
11	281	28	8	85	3	0	52	2	0	144	3	0	28
12	298	30	9	87	3	0	44	1	0	167	5	0	30

Для данного расчета установленная мощность равна:

$$N_{уст.}^{проект.ГЭС} = 44 + 1 = 45 \text{ МВт}$$

## 2.9 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС.

Из двух режимов для проектируемой станции принимают с большим значением среднегодовой выработки. В данном случае, это режим работы по отметкам. ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году представлен на рисунке Б.1 в приложении Б. График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.10.

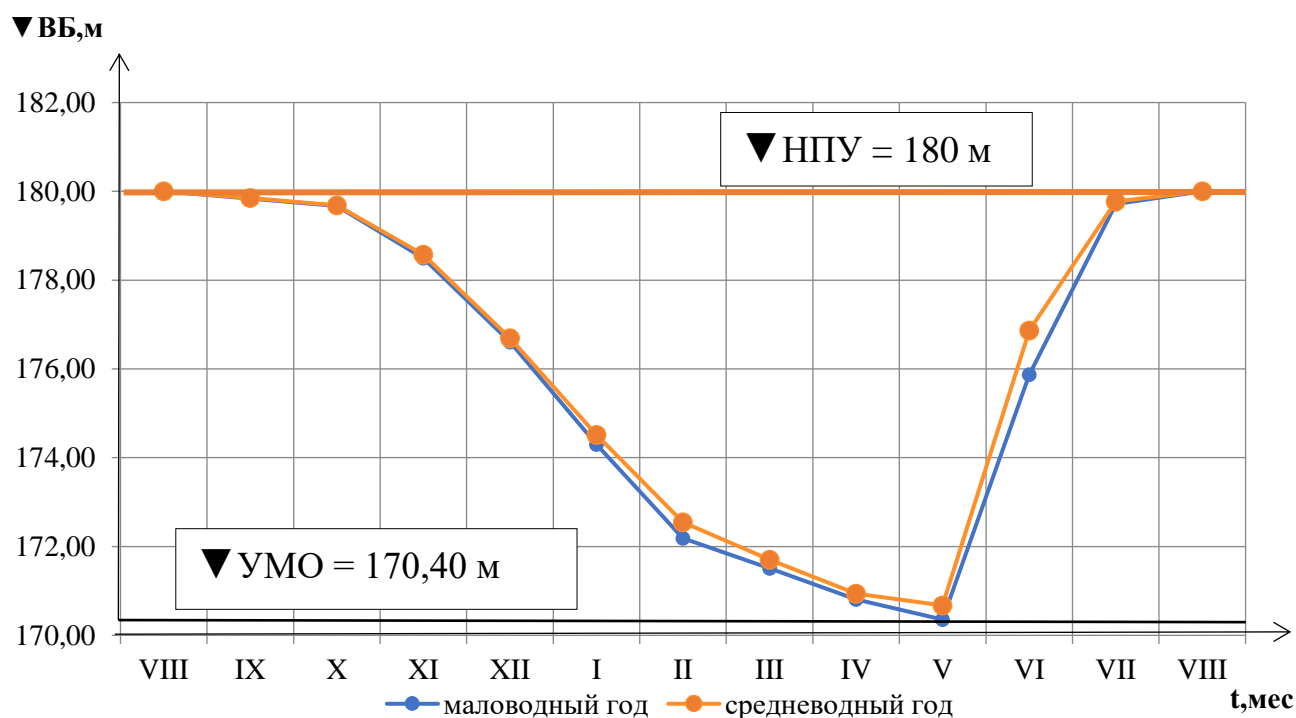


Рисунок 2.10 – График сработки-наполнения водохранилища

## 2.10 Выбор энергетического оборудования. Режимное поле

Режимное поле – это область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. На режимном поле определяются минимальный и максимальный напоры. Для построения необходимы таблицы 2.13 и 2.14.

Таблица 2.13 – Расчет режимного поля

№ п.п.	Q, м³/с	Z <sub>НБ</sub> <sup>3</sup> , м	Z <sub>НБ</sub> <sup>Л</sup> , м	Напорные характеристики		
				Н <sub>нпу</sub> , м	Н <sub>умо</sub> , м	Н <sub>р</sub> , м
	0	138,31	138,31	Н <sub>нпу</sub> , м	Н <sub>умо</sub> , м	Н <sub>р</sub> , м
1	0	138,31	138,31	41,29	31,69	34,82
2	20	139,28	139,19	41,29	31,69	34,82



Окончание таблицы 2.13

№ п.п.	Q, м³/с	Z <sub>НБ</sub> <sup>3</sup> , м	Z <sub>НБ</sub> <sup>Л</sup> , м	Напорные характеристики		
3	40	140,09	139,94	40,41	30,81	33,86
4	60	140,77	140,58	39,66	30,06	33,04
5	80	141,35	141,13	39,02	29,42	32,36
6	100	141,83	141,60	38,47	28,87	31,79
7	120	142,24	142,01	38,00	28,40	31,30
8	140	142,60	142,36	37,59	27,99	30,89
9	160	142,91	142,66	37,24	27,64	30,53
10	180	143,18	142,93	36,94	27,34	30,23
11	200	143,42	143,18	36,67	27,07	29,96
12	220	143,65	143,40	36,42	26,82	29,71
13	240	143,86	143,60	36,20	26,60	29,48
14	260	144,07	143,79	36,00	26,40	29,27
15	280	144,27	143,98	35,81	26,21	29,06

Таблица 2.14 – Расчет режимного поля

Линия ограничения по установленной мощности		Линия огр. по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по минимальному расходу	
H, м	Q, м³/с	H, м	Q, м³/с	H, м	Q, м³/с
26	205,2	29,9	177,70	40,2	25
28	190,6	29	175,01	20	25
30	177,9	28	171,96		
32	166,7	27	168,87		
34	156,9	26	165,71		
36	148,2	25	162,49		
38	140,4	24	159,21		

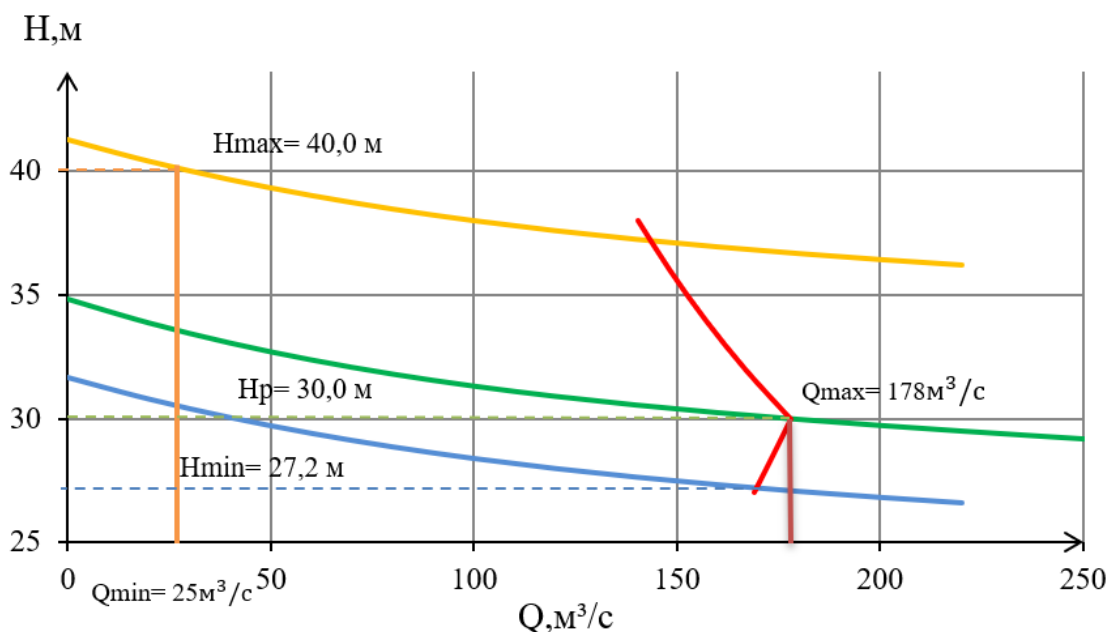


Рисунок 2.11 – Режимное поле

Из построенного режимного поля рисунок 2.11 определяем:

- максимальный напор  $H_{\text{max}} = 40,0$  м.
- расчётный напор  $H_{\text{р}} = 30$  м. и  $Q_{\text{max}} = 178 \text{ м}^3/\text{с}$ .
- минимальный напор  $H_{\text{min}} = 27,2$  м.

По известным изменениям диапазона напора подбираются все возможные типы гидротурбин.

$H_{\text{max}} = 40$  м;

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{max}}} = \frac{27,2}{40} = 0,68.$$

Таким образом, по справочным данным (Таблица П.4. в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС годичного регулирования» СШФ СФУ, 2019 г. стр. 49-52.) [1] выбирается турбина ПЛ40а-В-335.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

##### 3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса ( $D_1$ ) и синхронной частоты вращения ( $n_{\text{синх}}$ ), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД, при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Таким образом, был осуществлен подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}}$ , м	40	40
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50
$n'_{\text{опт}}$ , об/м	125	123
$Q_{\text{I опт}}$ , л/с	1020	1150
$\eta_{\text{м опт}}$	0,913	0,904
$Q'_{\text{I max}}$ , л/с	1800	1700
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,65	0,65
$D_{\text{I м}}$ , м	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}$ , м	4	4
$t_{\text{мод}}$ , °С	10	20

##### 3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров  $D_1$ , таблица 3.2.

Таблица 3.2 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колес ( $D_1$ , мм)

1000	1250	1400	1600	1800	1900	2000	2120	2240
2360	2500	2650	2800	3000	3150	3350	3550	3750
4000	4250	4500	4750	5000	5300	5600	6000	6300
6700	7100	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10600

Производились расчёты следующих параметров:  
КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

В качестве примера представлен расчёт гидротурбины ПЛ40а-В-300.

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - 0,882) \left( (1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,46}{3,00}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{30}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,4 \cdot 10^6}{1,3 \cdot 10^6}} \right) \\ &= 0,92 \end{aligned}$$

где:  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ:  $\varepsilon = 0,75$ ;

$D_{1\text{мод}}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$\nu_H$  – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимают  $\nu_H = 1,4 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ ;

$\nu_{\text{мод}}$  – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Выбирается по таблице 3.3, с учетом температуры для модели ( $t_{\text{мод}}$ ).

Таблица 3.3 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

Мощность агрегата в расчётной точке

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot 1,70 \cdot 3,00^2 \cdot 30,00 \cdot \sqrt{30,00} \cdot 0,920 \cdot 0,970 = 22118 \text{ кВт}$$

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

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора. Принимают  $\eta_G = 0,97$ ;

Количество агрегатов

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}; \quad (3.3)$$

$$Z_{\text{агр}} = \frac{45000}{22118} = 2,03 \text{ шт} \Rightarrow Z'_{\text{агр}} = 2 \text{ шт},$$

где:  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность гидроузла в кВт;  
 $N_{\text{агр}}$  – мощность гидроагрегата в расчётной точке;

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ( $Z'_{\text{агр}}$ ), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ( $N'_{\text{агр}}$ ). С помощью формулы (3.4):

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

$$N'_{\text{агр}} = \frac{45000}{3} = 22,50 \text{ МВт}$$

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{т}}}{\eta_{\text{м}}}; \quad (3.5)$$

$$\Delta_1 = \frac{0,920}{0,882} = 1,04,$$

где  $\eta_{\text{т}}$  – КПД натурной турбины;  
 $\eta_{\text{м}}$  – КПД модельной турбины.

Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{\text{т}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{р}}}}{D_1}; \quad (3.6)$$

$$n' = \frac{125 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 30,00}}{3,00} = 233,10 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 250 \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

где:  $n'_{\text{т}}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

$\Delta_1$  – поправка на КПД;

$H_{\text{р}}$  – расчётный напор натурной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения

$$n'_{1max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{min}}}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{1max} = \frac{250 \cdot 3,00}{\sqrt{1,04 \cdot 27,20}} = 140,79 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{расч}}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{250 \cdot 3,00}{\sqrt{1,04 \cdot 30,00}} = 134,06 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{max}}}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{250 \cdot 3,00}{\sqrt{1,04 \cdot 40,00}} = 116,10 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G}; \quad (3.10)$$

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{22500}{9,81 \cdot 3,00^2 \cdot 30,00^{1,5} \cdot 0,97} = 1,46,$$

где:  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора;

Произведение для построения линии ограничения по генератору

$$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_G}; \quad (3.11)$$

$$Q'_{(H_{\text{max}})} \cdot \eta_T = \frac{22500}{9,81 \cdot 3,00^2 \cdot 40,00^{1,5} \cdot 0,97} = 0,95,$$

где:  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_{\text{max}}$  – максимальный напор натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

Левая часть уравнений (3.10) и (3.11), определена подбором положения точек на линиях  $n'_{\text{расч}}$  и  $n'_{\text{min}}$  соответственно.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

Рассчитанные по формулам, приведенным ранее параметры для различных диаметров натуральных турбин ПЛ40а-В, ПЛ40б-В представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

Величина	ПЛ40а-В			ПЛ40б-В		
$D_1$ , м	3,00	3,15	3,35	3,00	3,15	3,35
$\eta_T$ , о.е.	0,920	0,920	0,921	0,92	0,92	0,93
$N_{\text{агр}}$ , кВт	22118	24398	27613	21248	23438	26526
$Z'_{\text{агр}}$ , ШТ	2,03	1,84	1,63	2,12	1,92	1,70
$Z_{\text{агр}}$ , ШТ	2,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00
$N'_{\text{агр}}$ , МВт	22,50	22,50	22,50	15,00	22,50	22,50
$\Delta_1$	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05
$n'$ , об/мин	233,10	222,06	208,87	233,69	222,61	209,39
$n'_{\text{синх}}$ , об/мин	250,00	250,00	214,30	250,00	250,00	214,30
$n'_{\text{max}}$ , об/мин	140,79	147,79	134,69	140,44	147,43	134,35
$n'_{\text{расч}}$ , об/мин	134,06	140,73	128,25	133,73	140,38	127,93
$n'_{\text{min}}$ , об/мин	116,10	121,87	111,07	115,81	121,57	110,79
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,46	1,32	1,17	0,96	1,31	1,16
$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T$	0,95	0,86	0,76	0,63	0,85	0,75

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое число гидроагрегатов;

Из дальнейшего рассмотрения убраны ГТ: ПЛ40б-В с  $D_1 = 3,00$  м, ПЛ40б-В с  $D_1 = 3,15$  м и ПЛ40б-В с  $D_1 = 3,35$  м т.к. линии расчетного напора находятся ниже точки оптимума.

Зоны работы ГТ расположены на рисунках В.1 и Г.1 в приложениях В и Г. Проточная часть модели турбины указана на рисунках Д.1 и Е.1 в приложениях Д и Е.

Окончательный выбор турбины примем после вычисления отметки рабочего колеса гидротурбины.

### 3.2 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения.

Т.к. допускается отличие мощности гидрогенератора от мощности гидротурбины на  $\pm 10\%$ , был выбран гидрогенератор ВГС 525/125-28, таблица 3.5.

Данный ГГ может выдавать  $P_{\text{ном}} = 45 \text{ МВт}$ , следовательно, мощность станции:

$$N_{\text{уст}} = z'_a \cdot P_{\text{ном}}, \quad (3.12)$$

где  $z'_a$  - количество гидроагрегатов станции

$P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность гидрогенератора

$$N_{\text{уст}} = 2 \cdot 21,5 = 45 \text{ МВт.}$$

Таблица 3.5 – Данные гидрогенератора

Тип	ВГС 525/125-28
$S_{\text{ном}}$ , МВА	26,9
$P_{\text{ном}}$ , МВт	21,5
$\cos \varphi$	0,8
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10,5
$n_{\text{ном}}$ , об/мин	214
КПД, %	96,3
Масса общая, т	241
Диаметр статора, мм	6500
Исполнение	Подвесное

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы, находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_S, \quad (3.13)$$

где  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_S$  определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре  $H_{\text{max}}$  и номинальной мощности;

Работа минимального числа при расчетном напоре  $H_{\text{расч}}$  и номинальной мощности;



Работа минимального числа при минимальном напоре  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.14)$$

где  $\Delta H_s$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ ;

$\Delta Z_{х.пл}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин  $\Delta Z_{х.пл} = 0$ .

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}, \quad (3.15)$$

где  $Q'_1$  – приведенный расход в расчетной точке;

$Z_a$  – количество гидроагрегатов. Принято  $Z_a = 2$ ;

$H$  – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа.  $Z_{НБ} = f(Q)$ :

$$\begin{aligned} Z = & -0,0000000000000000054 \cdot Q^6 + 0,0000000000000238244 \cdot Q^5 \\ & - 0,000000000407420628 \cdot Q^4 + 0,0000003411241805 \cdot Q^3 \\ & - 0,000149253400429927 \cdot Q^2 \\ & + 0,0419635550442763 \cdot Q + 138,563367149792 \end{aligned}$$

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчетные параметры для определения  $H_s$  и отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания для ПЛ40а-В-335

	Н, м	$\sigma$	$Q', \text{ м}^3/\text{с}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	Z, м	$H_s, \text{ м}$	$\nabla Z_{РК}, \text{ м}$
<b>min</b>	40	0,18	0,84	49,2	140,3	1,3	141,6
<b>расч</b>	30	0,42	1,28	78,7	141,1	-3,8	137,3
<b>max</b>	27,2	0,41	1,24	88,0	141,3	-2,4	138,9

Таким образом, оптимальным вариантом определена турбина ПЛ40а-В-335, так как она имеет меньшие коэффициенты кавитации и отметки заглубления РК, в сравнении с другими вариантами. Номенклатура диаметра рабочих колес указана на рисунке Ж.1 в приложении Ж.

### 3.4 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры

Целью гидромеханического расчёта спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры - с плоским потолком и с углом  $\gamma = 15^\circ$ .

По чертежу проточной части на рисунке Д.1 в приложение Д модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Угол охвата спиральной камеры  $\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ$ .

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,789 \cdot 3,35 = 5,99 \text{ м.} \quad (3.16)$$

По рисунку Ж.1 в приложении Ж определены: диаметр расположения входных кромок статора:  $D_{\text{нар}} = D_a = 5,00$  м; и выходных кромок  $D_{\text{вн}} = D_b = 4,36$  м.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{5,00}{2} = 2,50; \quad (3.17)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{4,36}{2} = 2,18. \quad (3.18)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,34 + 0,0033 \cdot 3,35 = 1,35 \text{ м,} \quad (3.19)$$

где  $b_0$  – высота направляющего аппарата

$$b_0 = 0,40 \cdot D_1 = 0,40 \cdot 3,35 = 1,34 \text{ м}$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении определена по рисунку 3.1 и равна:  $v_{\text{вх}} = 5,17$  м/с.



Рисунок 3.1 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

Определение полного расхода через турбину при расчетных значения напора и мощности

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{22500}{9,81 \cdot 30,00 \cdot 0,913} = 83,74 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{83,74 \cdot 210}{360} = 48,85 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{v_{\text{ВХ}}} = \frac{48,85}{5,17} = 9,45 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.23)$$

где  $b_{\text{ВХ}1} = 2,65 \text{ м}$ ;  $b_{\text{ВХ}2} = 26,07$ .

Из 2 корней подходящий:  $b_{\text{ВХ}1} = 2,65$ .

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 5,99 - 2,50 = 3,49 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a = 5,99 - 2,50 = 3,49; \quad (3.25)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i = 0,37 \cdot 3,49 = 1,30; \quad (3.26)$$

$$k_2 = (b_{\text{вх}} - B_{\text{ст}})/a_{\text{вх}} = (2,65 - 1,35)/3,49 = 0,37;$$

$$b_i = m_i + b_o = 1,30 + 1,34 = 2,64; \quad (3.27)$$

$$J_i = b_o \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i; \quad (3.28)$$

$$J_i = 1,34 \cdot \ln \frac{2,50}{2,18} + 2,64 \ln \frac{5,99}{2,50} - 2,85 \cdot \text{ctg} 15^\circ \cdot \ln \frac{2,85}{2,50} + 1,30 = 2,40.$$

График зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$  представлен на рисунке 3.2  
 Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{210}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i = \frac{210}{2,41} \cdot 2,40 = 209. \quad (3.29)$$

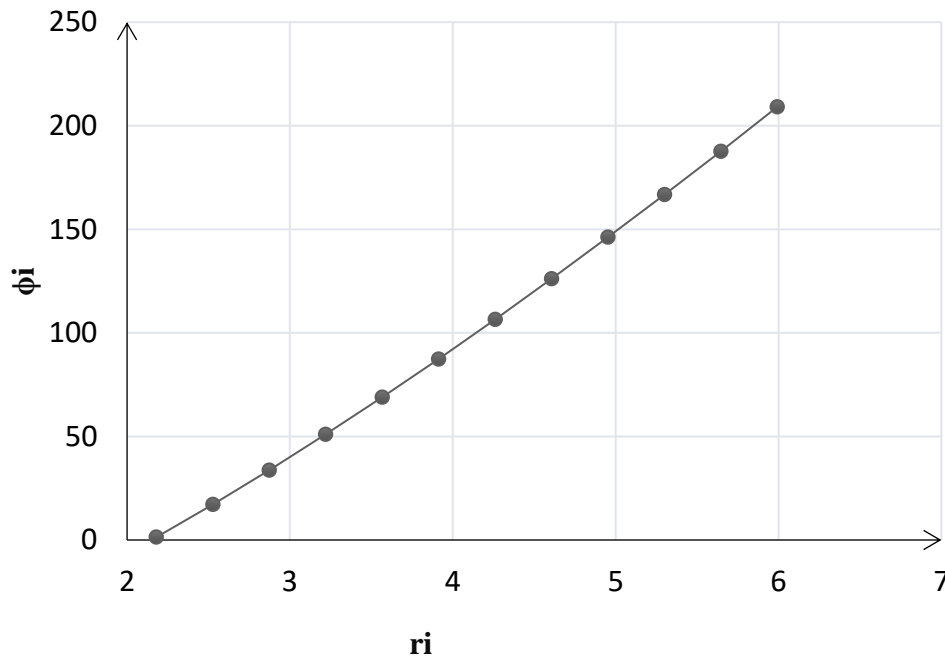


Рис 3.2 – График зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Данные расчетов спиральной камеры представлены на рисунке 3.1 в приложении И.

План спирали, представленный на рисунке К.1 в приложении К, построен по таблице 4.1. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с  $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$

Таблица 3.7 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

$\varphi_{сп}$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
$r$	2,06	2,50	2,80	3,11	3,41	3,70	3,97	4,24	4,51	4,76	5,01	5,27	5,53	5,73	5,99

$$B' = 2,885 \cdot 3,35 = 9,66 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Так как ширина подвода  $B' > 7$  м, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{83,74}{400} = 1,21 \text{ м,} \quad (3.31)$$

$$\text{где } Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{22500}{9,81 \cdot 30,00 \cdot 0,913} = 83,74 \text{ м}^3/\text{с}$$

### 3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

#### 3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}; \quad (3.32)$$

где:  $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$  МПа. Принято  $\tau_{доп} = 32$  МПа.

$M_{кр}$  – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{агр}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 22500}{214,3} = 1,02 \text{ МПа;}$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}; D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{1,02}{32} \right)^{0,33};$$

$$D_B^* \geq 0,550 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм),  $D_B = 500$  мм.

### 3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В КП применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left( \frac{N'_{\text{агр}}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{22500}{214,3 \cdot 3,35} = 25,07 \text{ кН.}$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_n$  принят 0,560 м.  
Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа;} \quad (3.33)$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{25,07}{0,560 \cdot 0,300} = 148,04 \text{ кПа,}$$

где:  $h_{\text{п}}$  – высота подшипника Принято 300 мм, при  $D_{\text{в}} = 500 \div 800$  мм.

Допустимое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа;} \quad (3.34)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 12,66 = 367,22 \text{ кПа;}$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \text{ м/сек;} \quad (3.35)$$

$$U = 3,14 \cdot 214,3 \cdot \frac{0,560}{30} = 12,66 \text{ м/сек.}$$

Условие  $p_{\text{уд}} (148,04) \leq [p_{\text{уд}}] (367,22)$  соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника  $h_{\text{п}} = 300$  мм и число сегментов  $Z_{\text{сегм}} = 8$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (3.36)$$

$$R_1 = \frac{25,07}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 10,39 \text{ кН}$$

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

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_n} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.37)$$

$$p_{уд} = \frac{25,07}{0,19 \cdot 0,30} = 443,74 \text{ кПа}$$

где  $l_{сегм}$  – длина сегмента в окружном направлении

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{п}}{Z_{сегм}}, \text{ м} \quad (3.38)$$

$$l_{сегм} = 0,85 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,56}{8} = 0,19 \text{ м}$$

Допускаемое удельное давление

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.39)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 12,66 = 633,14 \text{ кПа}$$

Условие  $p_{уд} (443,74) \leq [p_{уд}] (633,14)$  соблюдается.

Для проекта принят сегментный подшипник, зарекомендовавший себя на практике, как более надежный.

### 3.6 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

По монограмме [3] подобран следующий тип маслонапорной установки для  $H_{max} = 40,00$  и  $D_1 = 3,35$  м:

МНУ 1,6/1-40-2,5-2

где: 1,6 – объём гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>;

2,5 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>;

2 – количество насосов.

### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Система электрогидравлического регулирования позволяет:

– Обеспечение группового регулирования частоты и активной мощности несколькими или всеми гидроагрегатами ГЭС;

- Ввод большого количества управляющих воздействий от системной автоматики ГЭС;

- Осуществлять связи с управляющей вычислительной машиной, задающей оптимальный режим работы гидроагрегата;

- Измерять стабилизирующие параметры регулятора при изменении режима работы гидроагрегата.

- По таблице [2] подобран электрогидравлический регулятор.

- Для поворотно - лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором.

ЭГРК-100-4:

- ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;

- 100 – диаметр главного золотника;

- 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.



## 4 Компонровка и состав сооружений гидроузла

### 4.1 Определение класса сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований,  $N_{уст}$ , количество населения в НБ. В соответствии с постановлением Правительства ПП РФ от 05.10.2020 № 1607 [22].

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС до 3000 человек. Присваивается II класс сооружения, так как численность людей находится в пределах не более 3000 человек.

$N_{уст} = 45$  МВт, что соответствует III классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 42 м. Грунт основания – скальные что соответствует III классу.

На основании этих показателей предусмотрен II класс.

В конечном итоге Сабанкульский гидроузел будет относиться к II классу сооружений.

### 4.2 Проектирование сооружений напорного фронта. Определение отметки гребня плотины

#### 4.2.1 Грунтовая плотина

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

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

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

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a, \quad (4.2)$$

где  $\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;  
 $h_{run1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;  
 $a$  – конструктивный запас,  $a = 0,5$  м, или  $0,1 \cdot h_{1\%}$ .

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (4.3)$$

где  $v = 18$  м/с – расчетная скорость ветра;  
 $K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 19,20 \cdot 10^{-7},$$

где  $L = 940$  м – длина разгона волны;  
 $\alpha_w = 0^\circ$ ;  
 $d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{180 - 138}{2} = 21 \text{ м},$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 19,20 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{18^2 \cdot 940}{9,81 \cdot 21} \cdot \cos 0^\circ = 0,0028 \text{ м}.$$

Высота наката ветровых волн определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.4)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый по СП, учетом того, что откос укреплен железобетонными плитами [8];

$k_{sp} = 1,4$  – коэффициент, учитывающий скорость ветра и принимаемый по СП, с учётом того, что заложение верхового откоса  $m=1,35$ , т.к. имеет противофильтрационное устройство в виде ядра, крепление верхового откоса – каменно-набросные [8];

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по графикам [8] в зависимости от пологости волны.

Для нахождения  $k_{run}$  найдем безразмерные величины  $\frac{gL}{v^2}$ ,  $\frac{gt}{v}$

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 940}{18^2} = 28;$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{18} = 11772,$$

где  $t$  – период действия ветра, принимается  $6\text{ч} = 21600$  с.

По графику снимаем величины  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  для полученных значений  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  по верхней огибающей кривой, результаты которых представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты, полученные из графика

	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 28$	$\frac{g \cdot t}{v} = 11772$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,1	4,2
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,01	0,09

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,1$  и  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,01$  определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot v^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 18^2}{9,81} = 0,33 \text{ м.} \quad (4.5)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,1 \cdot v}{g} = \frac{1,1 \cdot 18}{9,81} = 2,02 \text{ с.} \quad (4.6)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,02^2}{2 \cdot 3,14} = 6,36 \text{ м.} \quad (4.7)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2} = 21 \geq 3,18$$

→ условие выполняется, т. е. зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,1 \cdot 0,33 = 0,69 \text{ м,} \quad (4.8)$$

где  $k_i$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ ,  $k_i = 2,1$ .

Коэффициент  $k_{run}$  определим исходя из выражения по графику:

$$\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{6,36}{0,69} = 9.$$

Принимаем  $k_{run} = 2,3$ .

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 0,69 = 2,51 \text{ м.}$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,0028 + 2,51 + 0,5 = 2,51 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{ГГП} = 180 + 2,51 = 182,5 \text{ м.}$$

### 4.3 Гидравлические расчёты

#### 4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расход водовыпуска:

$$Q_{вв} = \frac{W_{полн}}{t_{сработки}} = \frac{3,428 \cdot 10^9}{31536000} = \frac{108,7 \text{ м}^3}{\text{с}}.$$

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_p = Q_{\text{мах.расч}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{вв}}, \quad (4.9)$$

где  $Q_{\text{мах.осн}}$  – максимальный расчетный расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

$n$  – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{га}}$  – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 1374,5 - 78,7 - 108,7 = 1187,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_v}, \quad (4.10)$$

где  $q_v$  – удельный расход на водосливе;

$q_p$  – удельный расход на рисберме;

$h_{нб}$  – глубина воды в НБ, определяемая по кривой  $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ , при  $Q_{\max.осн}$ ;

$v_{доп}$  – допустимая скорость на рисберме, равная 3,5 м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – гравий.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = v_{доп} \cdot h_{нб} = 3,5 \cdot 4 = 14,0 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.11)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 14,0 = 17,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.12)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{1187,1}{17,5} = 78,5 \text{ м},$$

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приведя ширину пролета к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

$$B = n \cdot b = 4 \cdot 20 = 80 \text{ м}, \quad (4.13)$$

где  $n$  – число пролётов,

$b$  – стандартная ширина пролёта, принимается 20 м.

### 4.3.2 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.14)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

$$H_{01} = \left( \frac{1187,1}{0,49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 3,60 \text{ м},$$

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.15)$$

где  $\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления;  
 $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа,  
определяем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.16)$$

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.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{3,60}{20} = 0,98.$$

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left( \frac{1187,1}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 80 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 3,65 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (4.17)$$

где  $v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1) \cdot \delta_B)}$ ,

$$\delta_B = (0,12 \div 0,16)b = 0,16 \cdot 20 = 3,2 \text{ м} \text{ – толщина разрезного быка.}$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{1187,1}{(180 - 138)(80 + (4 - 1) \cdot 3,2)} = 0,3 \text{ м/с.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = 3,65 - \frac{1,1 \cdot 0,3^2}{2 \cdot 9,81} = 3,64 \text{ м.}$$

Стандартное значение  $H_{ст} = 4 \text{ м.}$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 180 - 4 = 176,0 \text{ м.} \quad (4.18)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 176 + 1,6 \cdot 4 = 182,4 \text{ м.} \quad (4.19)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта - наибольшую из:  $\nabla_{ГГП} = 182,5 \text{ м}$ ,  $\nabla_{ГБП} = 181,3 \text{ м}$ ,  $\nabla_{ГБ} = 182,4 \text{ м}$ .

В связи с близкой отметкой ФПУ повышаем отметку  $\nabla_{ГБ}$  до 184 м.

За отметку плотины принимаем:  $\nabla_{ГГП} = 184 \text{ м}$ .

### 4.3.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицеру

Очертание оголовка строится по координатам Кригера-Офицерова, где координаты, представленные в [7, табл. 6-12], перемножаются на  $H_{ст} = 4 \text{ м}$ .

Вычисленные координаты для построения оголовка профиля А с  $m = 0,49$  представлены в таблице 4.3.

Кроме этого, для дельнейших построений по [7, табл. 6-14], в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе, был найден радиус  $R = 0,98 \text{ м}$ .

Таблица 4.3 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№	x	y	x*	y*
1	0,000	0,126	0,000	0,504
2	0,100	0,036	0,400	0,144
3	0,200	0,007	0,800	0,028
4	0,300	0,000	1,200	0,000
5	0,400	0,006	1,600	0,024
6	0,500	0,027	2,000	0,108
7	0,600	0,060	2,400	0,240
8	0,700	0,100	2,800	0,400
9	0,800	0,146	3,200	0,584
10	0,900	0,198	3,600	0,792
11	1,000	0,256	4,000	1,024
12	1,100	0,321	4,400	1,284
13	1,200	0,394	4,800	1,576

Окончание таблицы 4.3

№	x	y	x*	y*
14	1,300	0,475	5,200	1,900
15	1,400	0,564	5,600	2,256
16	1,500	0,661	6,000	2,644

Форма оголовка водосливной плотины представлена на рисунке 4.1.

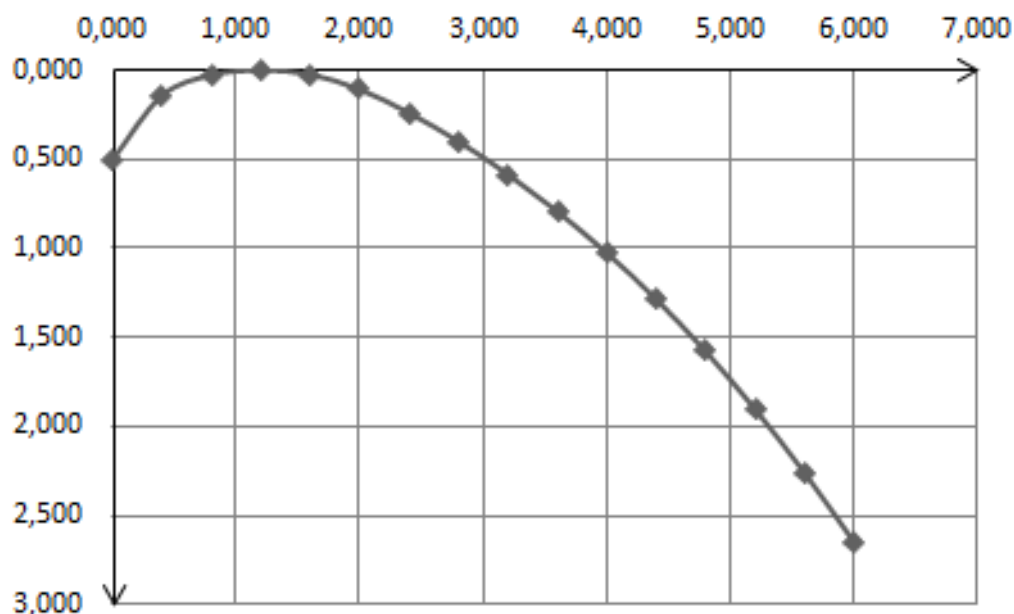


Рисунок 4.1 – Оголовок водосливной плотины

#### 4.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Принимаем сопряжение бьефов с донным режимом. Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 g}}, \quad (4.20)$$

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

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1187,1^2}{(80 + (4 - 1) \cdot 3,2)^2 \cdot 9,81}} = 2,7 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 180 - 138 = 42 \text{ м.} \quad (4.21)$$



Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{42}{2,7} = 15,6.$$

По графику М.Д. Чертоусова [8, рис. 9-55] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi_c$  и  $\xi''_c$ :

$$\xi_c = 0,20, \xi''_c = 3,20.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,20 \cdot 2,7 = 0,54 \text{ м};$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 3,20 \cdot 2,7 = 8,64 \text{ м}.$$

Определим тип прыжка:

Так как  $h''_c = 8,64 \text{ м} > h_{НБ} = 4 \text{ м}$ , имеем отогнанный прыжок.

где  $h_{НБ}$  – глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{\max.осн}$ .

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

### 4.3.5 Расчет водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (4.22)$$

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

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2}, \quad (4.23)$$

где  $q$  – удельный расход, равный:

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч.}}}{B + (n - 1) \cdot \delta_B}, \quad (4.24)$$

$$q = \frac{1187,1}{80 + (4 - 1) \cdot 3,2} = 13,25 \frac{\text{м}^2}{\text{с}},$$

где  $\sigma$  – коэффициент запаса,  $\sigma = 1,1$ ;

$m$  – коэффициент расхода в зависимости от типа стенки, равный 0,49.

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{13,25}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 13,25^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 8,64)^2} = 3,23 \text{ м.}$$

Высота водобойной стенки по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}}; \quad (4.25)$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 8,64 - 3,23 = 6,27 \text{ м.}$$

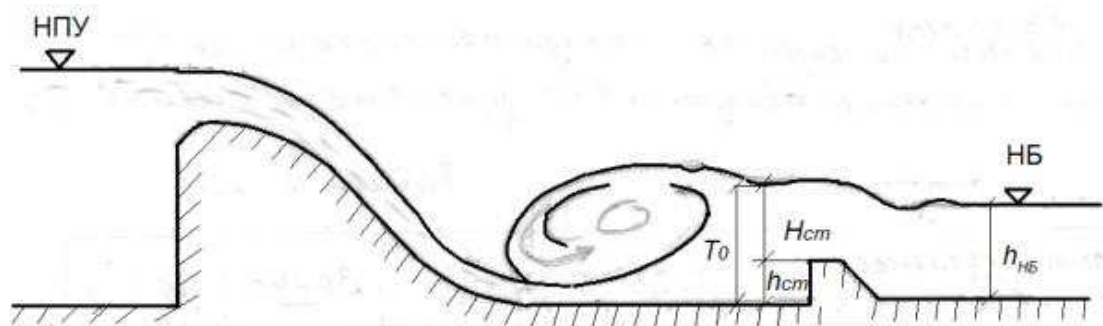


Рисунок 4.2 – Схема к расчёту водобойной стенки

Схема к расчету водобойной стенки приведена на рисунке 4.2. После определения высоты стенки  $h_{\text{ст}}$  необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой:

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}, \quad (4.26)$$

$$T_0 = 6,27 + 3,23 = 9,50 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{9,50}{2,7} = 3,52.$$

Аналогично предыдущему расчёту определяем:

$$\xi_c = 0,46, \xi_c'' = 1,90.$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,46 \cdot 2,7 = 1,24 \text{ м},$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,90 \cdot 2,7 = 5,13 \text{ м}.$$

Так как  $h''_c = 5,13 \text{ м} > h_{НБ} = 4,0 \text{ м}$ , повторяем вычисления.

$$H_{ст} = \left( \frac{13,25}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 13,25^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 5,13)^2} = 3,03 \text{ м},$$

Высота водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 5,13 - 3,03 = 2,61 \text{ м}.$$

После определения высоты стенки  $h_{ст}$  необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой:

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_o = 2,61 + 3,03 = 5,64 \text{ м}.$$

$$\xi_{T_o} = \frac{T_o}{h_{кр}} = \frac{5,64}{2,7} = 2,09.$$

Аналогично предыдущему расчёту определяем:

$$\xi_c = 0,68; \xi_c'' = 1,48;$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,68 \cdot 2,7 = 1,84 \text{ м};$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,48 \cdot 2,7 = 3,91 \text{ м}.$$

Так как  $h''_c = 3,91 \text{ м} < h_{НБ} = 4,0 \text{ м}$ , за стенкой образуется затопленный прыжок, чего и требовалось добиться.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (4.27)$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{13,25}{0,54} = 24,54 \text{ м/с.}$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 24,54 \cdot \sqrt{0,54} = 2,70 \text{ м.}$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}}. \quad (4.28)$$

$l_{\text{пр}}$  – длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9h'_c - h'_c); \quad (4.29)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,64 - 0,54) = 39,69 \text{ м;}$$

$$l_B = 0,8 \cdot 39,69 = 31,75 \text{ м.}$$

### **Для первой плиты**

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c},$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{13,25}{1,24} = 10,67 \text{ м/с.}$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 10,67 \cdot \sqrt{1,24} = 1,78 \text{ м.}$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}},$$

где  $l_{\text{пр}}$  – длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9h'_c - h'_c);$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 5,13 - 1,24) = 17,01 \text{ м};$$

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 17,01 = 17,01 \text{ м}.$$

#### **Для второй плиты**

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c},$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{13,25}{1,84} = 7,22 \text{ м/с},$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot 7,22 \cdot \sqrt{1,84} = 1,78 \text{ м}.$$

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}},$$

где  $l_{\text{пр}}$  – длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9h'_c - h'_c);$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 3,91 - 1,84) = 14,01 \text{ м};$$

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 14,01 = 11,20 \text{ м}.$$

#### **4.3.6 Пропуск расходов через глубинные водосбросы**

Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Количество водосбросных отверстий  $n$  назначают в зависимости от числа и размеров секций плотины и величины пропускаемого расхода.

Определяем площадь одного водосбросного отверстия -  $w_{\text{во}}$ , затем в зависимости от ширины секции, назначаем размеры водосбросного отверстия.

$$w_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu\sqrt{2gZ}} = \frac{108,7}{0,8\sqrt{2\cdot 9,81\cdot 40}} = 4,9 \text{ м}^2,$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода, равный  $0,8\div 0,82$ ;

$Z$  – перепад между бьефами, 40 м.

Отметка порога донных отверстий назначается из необходимости пропуска расходов в момент перекрытия русла, поэтому определяется при расходах равных расходам перекрытия ( $Q_{\text{пер}}$ ) – то есть минимальных расходов. Время перекрытия русла реки обычно выбирается в период межени. Для Сабанкульской ГЭС период межени начнется в октябре, т.е.  $Q_{\text{пер}} = 23,1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для водослива с широким порогом определяем уровень воды в верхнем бьефе (УВБ):

$$\nabla_{\text{УВБ}} = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}}) + Z_{\text{max}} = 139 + 1 = 140 \text{ м},$$

$\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}}) = 139 \text{ м}$  - уровень воды в реке при расходе перекрытия, определяем по кривой связи расходов и уровней или по таблице связи расходов и уровней.

$Z_{\text{max}}$  - максимальный перепад при перекрытии русла, принимаем 1 м.

$$H_{\text{п}} = \left( \frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot (2 \cdot g)^{1/2}} \right)^{2/3} = \left( \frac{23,1}{0,3 \cdot 17 \cdot (2 \cdot 9,81)^{1/2}} \right)^{2/3} = 1,01 \text{ м}$$

где  $b = n \cdot l = 1 \cdot 17 = 17 \text{ м}$  – ширина донных отверстий;

$n$  - количество донных отверстий;

$l = 17 \text{ м}$  – ширина донного отверстия,

$m$  – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом принимаем 0,3.

$$\nabla_{\text{ПДО}} = \nabla_{\text{УВБ}} - H_{\text{п}} = 140 - 1,01 = 139,0 \text{ м}.$$

## 4.4 Конструирование плотины

### 4.4.1 Определение ширины подошвы плотин

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируются с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – треугольник

с вершиной НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным  $(0,7 \div 0,8)$ , а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

$$B = (0,7 \div 0,8) \cdot h = 0,8 \cdot 44 = 35,2 \text{ м};$$

$$h = \text{НПУ} - \nabla_{\text{подошвы}} = 180 - 136 = 44 \text{ м.}$$

#### 4.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (меж секционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Размеры секций плотин и блоков бетонирования следует определять в зависимости от:

- вида и высоты плотин, размера секции здания ГЭС, а также расположения в плотинах водопропускных отверстий, в том числе турбинных водоводов;

- методов возведения плотины;
- формы поперечного сечения русла;
- геологического строения и деформируемости основания плотины;
- климатических условий района строительства.

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 20 + 3,2 = 23,2 \text{ м},$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-осадочных швов принимаем равной 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов - 1 см.

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, но по опыту гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20 м. Исходя из этого принимаем расстояние меж секционными швами 10 см.

Температурные швы для плотин на скальном основании следует принимать шириной  $0,5 \div 1$  см на расстоянии не более 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины  $0,1 \div 0,3$  см.

Таким образом температурные швы для плотин на скальном основании следует принимать шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

#### 4.4.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие секции водосливной плотины. Бык данной конструкции имеет два пазовых перешейка, каждый из которых толщиной 1 м. Глубина пазов рабочих затворов, равна 0,5 м. Таким образом, толщина быка  $\delta_6$  определится как:

$$\delta_6 = 2 \cdot d_0 + 2 \cdot a = 2 \cdot 1 + 2 \cdot 0,5 = 3 \text{ м,}$$

где  $d_0$  – ширина пазового перешейка;  
 $a$  – глубина пазов рабочих затворов.

Окончательно толщина быка определяется по формуле Березинского, при ширине пролета водосливной плотины  $b = 20$  м толщина быка:

$$\delta_6 = (0,12 \div 0,16)b = 0,15 \cdot 20 = 3 \text{ м.}$$

В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принимается на 1 м выше максимальной отметки уровня НБ, т.е. 142 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 0,5 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,5 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

#### 4.4.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов.

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или с берегом (береговой устой), и отдельные (в виде отдельных стенок), которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Отдельные устои состоят из трех основных элементов: продольной подпорной стенки, играющей роль берегового быка (в пределах фундаментной



плиты водослива), верховой сопрягающей стенки (в пределах понура) и низовой сопрягающей стенки, часто их называют открылками.

#### 4.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем две галереи для устройства дренажа и цементационной скважины располагая их на подошве плотины. Галереи имеет следующие размеры: ширина – 3 м, высота – 3 м. Так же устраиваем галерею для вертикального дренажа.

#### 4.4.6 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается не менее 16 м.

#### 4.4.7 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Диаметр скважин для дренажа принимается 20 см, а расстояние между осями дрен – 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

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

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением;

$$H_d = \text{НПУ} - \text{УНБ}_{\text{пл. min}} = 180 - 140 = 40 \text{ м}$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности класса;

$I_{кр}$  – критический средний градиент напора, для бетонной плотины принимаем  $I_{кр} = 25$ .

$$a_{др} \geq \frac{40 \cdot 1,20}{25} = 1,2 \text{ м}$$

Принимаем  $a_{др} = 1,5 \text{ м}$ .

## 4.5 Основные элементы плотины. Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

### 4.5.1 Цементационная завеса

Толщина завесы должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{24 \cdot 1,2}{15} = 1,92 \text{ м}$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе, 24 м;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, 1,20;

$J_{cr,m}$  – критический градиент напора на завесе принимается в зависимости от вида грунтов основания. Скальный грунт - принимаем 15.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах  $l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n$ , где  $B_n$  – ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной  $h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max}$ , где  $H_{max} = \nabla НПУ - \nabla НБ_{min}$ .

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет от 1,5 ÷ 2 м до 3 ÷ 4 м в зависимости от трещиноватости скалы. Обычно один ряд таких скважин обеспечивает толщину завесы равную примерно 3 м.

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n = 0,08 \cdot 35,2 = 2,83 \text{ м},$$

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,6 \cdot 40 = 24 \text{ м},$$

$$H_{max} = \nabla НПУ - \nabla НБ_{min} = 180 - 140 = 40 \text{ м}.$$

### 4.5.2 Дренажные устройства

В скальных грунтах дренаж выполняется в виде вертикальных или наклонных скважин диаметром 100 ÷ 300 мм с шагом 2 ÷ 3 м. Принимаем диаметр 200 мм с шагом 2 м. Расстояние между дренажными и цементационными скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м.

Через дренажные скважина фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосом.

## 4.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа

### 4.6.1 Водобой

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

Предварительная толщина и длина водобоя были определены ранее.

Принимаем  $\delta_B = 3,0$  м,  $l_B = 32,0$  м в целях удобства проведения строительных работ.

После первой водобойной стенки:  $\delta_B = 2,0$  м,  $l_B = 17,0$  м.

После второй водобойной стенки:  $\delta_B = 1,5$  м,  $l_B = 11,5$  м.

### 4.6.2 Рисберма

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

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = 0,5 \cdot l_B = 0,5 \cdot 11,5 = 5,75 \text{ м.}$$

Толщина плит рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = 0,5 \cdot \delta_B = 0,5 \cdot 1,5 = 0,75 \text{ м.}$$

По расчётам толщина первой плиты получилась равной  $t_p = 0,75$  м, однако назначаем её толщину равной не менее половины толщины водобоя, т.е. 0,5 м.

Результаты расчёта толщины каждой плиты представлены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – результаты расчёта толщины каждой плиты

Параметры	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$
$x$ , м	32,0	17,0	11,5	6	6
$t_p$ , м	3,0	2,0	1,5	0,75	0,5

## 4.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины. Определение нагрузок на плотину, для основного и поверочного расчетного случая

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входит нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

#### 4.7.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:  $S_{\text{пл}} = 865 \text{ м}^2$ ,  $S_{\delta} = 1382 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{865 \cdot 20 \cdot 24 \cdot 9,81}{20 + 3} = 177091,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где  $b$  – ширина пролета;

$\gamma_{\delta}$  – удельный вес бетона;

$\delta_{\delta}$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \gamma_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1382 \cdot 3 \cdot 24 \cdot 9,81}{20 + 3} = 42440,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 130^{1,5} \cdot 9,81 = 6,2 \text{ кН},$$

где  $f$  – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (182 - 176 + 0,5) \cdot 20 = 130 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{6,2}{20 + 3} = 0,3 \text{ кН/м}.$$

#### 4.7.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot g \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 9,81 \cdot 44^2}{2} = 94960,8 \text{ кН};$$

$$W'_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot g \cdot H'_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 9,81 \cdot 46^2}{2} = 103789,8 \text{ кН},$$

где  $H_B$  – высота воды в ВБ:

$$H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 180 - 136 = 44 \text{ м};$$

$$H'_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 182 - 136 = 46 \text{ м}.$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_B \cdot g \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 9,81 \cdot 4^2}{2} = 784,8 \text{ кН};$$

$$W'_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_B \cdot g \cdot H'^2_{\text{Н}}}{2} = \frac{10 \cdot 9,81 \cdot 6^2}{2} = 1765,8 \text{ кН}.$$

где  $H_{\text{Н}}$  – определяется по формуле:

$$H_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 140 - 136 = 4 \text{ м};$$

$$H'_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 142 - 136 = 6 \text{ м};$$

$$W_{\text{пр}} = \gamma_B \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 9,81 \cdot 2,4 = 235,4 \text{ кН}.$$

### 4.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$\rho_{\text{взв}} = \gamma_B \cdot g \cdot H_{\text{Н}} = 10 \cdot 9,81 \cdot 4 = 392,4 \text{ кН};$$

$$\rho'_{\text{взв}} = \gamma_B \cdot g \cdot H'_{\text{Н}} = 10 \cdot 9,81 \cdot 6 = 588,6 \text{ кН}.$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_B = 4 \cdot 35,2 \cdot 10 = 13812,5 \text{ кН};$$

$$W'_{\text{вз}} = H'_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_B = 6 \cdot 35,2 \cdot 10 = 20718,7 \text{ кН},$$

где  $B_{\text{под}}$  – ширина подошвы, определена в пункте, 35,2 м.

#### 4.7.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 180 - 140 = 40 \text{ м};$$

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 40 = 16 \text{ м};$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 40 = 6 \text{ м};$$

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot g \cdot \gamma_{\text{в}} = 400,5 \cdot 9,81 \cdot 10 = 39287,1 \text{ кН}.$$

Эюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 4.3.

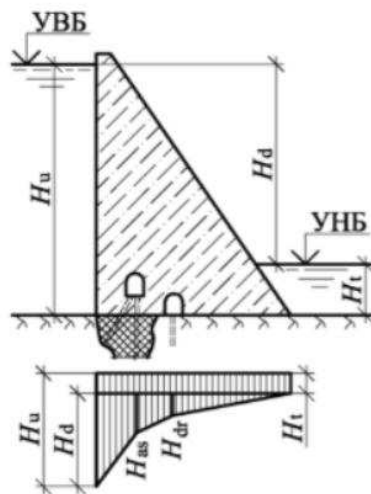


Рисунок 4.3 – Эюра фильтрационного давления.

#### 4.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (4.31)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов,  $h_{\text{н}} = 3 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{н}}$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_{\text{н}} = 20$ ;

$$p_{\text{н}} = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН.}$$

#### 4.7.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_B \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (4.32)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,69 \cdot \left( \frac{6,36}{3,14} + \frac{0,24}{2} \right) = 72,98 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 0,69$  м;  
 $\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 6,36$  м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,69^2}{6,36} = 0,24 \text{ м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,36}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,69 = 0,75 \text{ м.}$$

### 4.8 Оценка прочности плотины для *основного* расчетного случая

#### 4.8.1 Определение напряжений

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

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

Для удобства расчетов составляется таблица 4.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.5 – Основные нагрузки, действующие на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{\text{ББ}}$	1	→	94960,8	94960,8	14,7	1393074,9
$W_{\text{НБ}}$	1	←	784,8	784,8	1,3	1043,8
$W_{\text{пр}}$	1	↓	235,4	235,4	16,1	3792,9
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	42440,6	40318,6	5,6	236394,2
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	177091,8	168237,2	5,5	977546,9
$W_{\text{взв}}$	1	↑	13812,5	13812,5	0,0	0,0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	39287,1	39287,1	9,2	362619,8
$E_{\text{н}}$	1,2	→	22,1	26,5	3,0	66,2
$W_{\text{волн}}$	1	→	73,0	73,0	42,4	3094,5
$q_3$	0,9	↓	0,3	0,2	14,0	3,7

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}} + W_{\text{пр}}; \quad (4.33)$$

$$\begin{aligned} \sum N &= 168237,2 + 40318,6 + 0,2 - 13812,5 - 39287,1 + 784,8 = \\ &= 155691,9 \text{ кН}; \end{aligned}$$

$$\sum M = 547659,7 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Расчет крайевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{155691,9}{35,2} + \frac{6 \cdot 547659,7}{35,2^2} = -1771,0 \text{ кПа},$$

где  $\sum N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_{\text{под}}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.36)$$

где  $H_d^u$  – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u^2 = \tan^2 \alpha$  – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -1771,0 \cdot 0^2 - 10 \cdot 44 \cdot (1 - 0^2) = -440 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_v \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0;$$



$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (4.37)$$

$$\sigma_1^u = -1771,0 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 44 \cdot 0^2 = -1771,0;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 44 = -440.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{155691,9}{35,2} - \frac{6 \cdot 547659,7}{35,2^2} = -7075,1 \text{ кПа};$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (4.38)$$

$$\sigma_x^t = -7075,1 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 4 \cdot (1 - 0,81^2) = -4655,7 \text{ кПа},$$

где  $H_d^t$  – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа  
 $m_t = \operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg} 39^\circ = 0,81$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4 - 7075,1) \cdot 0,81 = 5698,4;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (4.39)$$

$$\sigma_3^t = -7075,1 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 4 \cdot 0,81^2 = -11690,8 \text{ кПа};$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 4 = -40 \text{ кПа}.$$

Таблица 4.6 – Краевые напряжения

Напряжение	$\sigma_y$	$\sigma_x$	$\tau_{xy}$	$\sigma_1$	$\sigma_3$
Напорная грань	-1771,0	-440,0	0,0	-1771,0	-440,0
Низовая грань	-7075,1	-4655,7	5698,4	-40,0	-11690,8

#### 4.8.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.40)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  
 $\gamma_{lc} = 1$ ;  
 $\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  
 $\gamma_{cd} = 0,9$ .

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 11690,8}{0,9}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В20 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 11,5$  МПа.

$$14730,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 11466 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0;$$

$$-1771,0 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_v \cdot H_d^u; \quad (4.41)$$

$$1771,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 44 = 110.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 4.8.3 Расчет устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (4.42)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega ; \quad (4.43)$$

$$R = 155691,9 \cdot 1 + 0 \cdot 35,2 = 155691,9 \text{ кН/м.}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 1$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 0 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 35,2 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВВ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}}; \quad (4.44)$$

$$F = 94960,8 - 784,8 + 73 + 22,1 = 94275,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{94275,5 \cdot 0,9}{155691,9 \cdot 1} \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности  $1,42 \geq 1,20$ .

## 4.9 Оценка прочности плотины для *проверочного* расчетного случая

### 4.9.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 4.7, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.7 – Основные нагрузки, действующие на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W'_{ББ}$	1	→	103789,8	103789,8	15,3	1591097,6
$W'_{НБ}$	1	←	1765,8	1765,8	2,0	3531,6
$W_{пр}$	1	↓	235,4	235,4	16,1	3792,9
$G_б$	0,95	↓	42440,6	40318,6	5,6	224574,5
$G_{пл}$	0,95	↓	177091,8	168237,2	5,5	928669,5
$W'_{взв}$	1	↑	20718,7	20718,7	0,0	0,0
$W'_{\phi}$	1	↑	39287,1	39287,1	9,2	362619,8
$E_n$	1,2	→	22,1	26,5	3,0	79,4
$W_{волн}$	1	→	73,0	73,0	44,4	3240,5
$q_з$	0,9	↓	0,3	0,2	14,0	3,4

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W'_{вз} - W'_{\phi} + W_{пр}; \quad (4.45)$$

$$\begin{aligned} \sum N &= 168237,2 + 40318,6 + 0,2 - 20718,7 - 39287,1 + 784,8 \\ &= 148785,7 \text{ кН}; \end{aligned}$$

$$\sum M = 804051,2 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.).

Для верховой грани:

$$\sigma'_y{}^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{148785,7}{35,2} + \frac{6 \cdot 804051,2}{35,2^2} = -333,3 \text{ кПа},$$

где  $\sum N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину

$\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину

$B_{под}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma'_x{}^u = \sigma'_y{}^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H'_d{}^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.46)$$

где  $H'_d{}^u$  – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа

$m_u^2 = \operatorname{tg} \alpha$  – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma'_x{}^u = -333,3 \cdot 0^2 - 10 \cdot 46 \cdot (1 - 0^2) = -460 \text{ кН/м}^2;$$

$$\tau'_{xy}{}^u = (\gamma_v \cdot H'_d{}^u + \sigma'_y{}^u) \cdot m_u = 0; \quad (4.47)$$

$$\sigma'_1{}^u = \sigma'_y{}^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (4.48)$$

$$\sigma'_1{}^u = -333,3 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 46 \cdot 0^2 = -333,3;$$

$$\sigma'_3{}^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 46 = -460.$$

Для низовой грани:

$$\sigma'_y{}^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{148785,7}{35,2} - \frac{6 \cdot 804051,2}{35,2^2} = -8120,5 \text{ кПа};$$

$$\sigma'_x{}^t = \sigma'_y{}^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (4.49)$$

$$\sigma'_x{}^t = -8120,5 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 6 \cdot (1 - 0,81^2) = -5348,5 \text{ кПа},$$

где  $H_d^t$  – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа

$m_t = tg\alpha = tg39^\circ = 0,81$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau'_{xy}{}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma'_y{}^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 6 - 8120,5) \cdot 0,81 = 6529,0;$$

$$\sigma'_3{}^t = \sigma'_y{}^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (4.50)$$

$$\sigma'_3{}^t = -8120,5 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 6 \cdot 0,81^2 = -11690,8 \text{ кПа};$$

$$\sigma'_1{}^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 6 = -40 \text{ кПа}.$$

Критерий напряжения для напорной и низовой грани представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Краевые напряжения

Напряжение	$\sigma'_y$	$\sigma'_x$	$\tau'_{xy}$	$\sigma'_1$	$\sigma'_3$
Напорная грань	-333,3	-460,0	0,0	-333,3	-460,0
Низовая грань	-8120,5	-5348,5	6529,0	-60,0	-13408,9

#### 4.9.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma'_3{}^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.51)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 13408,9}{0,9}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В20 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 11,5$  МПа.

$$1689,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 11466 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0;$$

$$-333,3 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (4.52)$$

$$333,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 46 = 110 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

#### 4.9.3 Расчет устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (4.53)$$

$$R = \sum N \cdot tg\varphi + c \cdot \omega; \quad (4.54)$$

$$R = 148785,7 \cdot 1 + 0 \cdot 35,2 = 148785,7 \text{ кН/м},$$

где  $tg\varphi = 1$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 0 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 35,2 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВВ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n; \quad (4.55)$$

$$F = 103789,8 - 1765,8 + 73 + 22,1 = 102119,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{148785,7 \cdot 0,9}{102119,0 \cdot 1} \geq 1,20;$$

$$1,25 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности.

## 4.10 Грунтовая плотина

### 4.10.1 Плотина с ядром на непроницаемом основании

Толстые ядра в каменно-земляных плотинах рассчитываются как однородные земляные плотины без дренажа, причем уровень воды перед ядром принимается равным  $\nabla_{\text{НПУ}}$ , за ядром -  $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}}$ .

При соотношении коэффициентов фильтрации тела плотины ядра:

$$K_T/K_{\text{я}} \leq 100 \quad (4.56)$$

Может применяться виртуальный метод Н.Н. Павловского, в соответствии с которым действительная толщина ядра заменяется приведенной, и расчет плотины выполняется как однородной с уширенным гребнем:

$$\delta_{\text{я}}^{\text{прив}} = \bar{\delta}_{\text{я}} K_{\text{T}} / K_{\text{я}} = 8 \cdot \frac{0,001}{1 \cdot 10^{-8}} = 800000.$$

Фильтрационный расход, проходящий через плотину,  $q$ ,  $\text{м}^2/\text{с}$ , определяется:

$$q = K_{\text{T}} \frac{(H_1^2 - h_1^2)}{2 \cdot (S_{\text{др}} + \lambda H_1)} = 0,001 \cdot \frac{(42^2 - 4^2)}{2 \cdot (800097 + 0,41 \cdot 42)} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с},$$

где  $S_{\text{др}} = dm_1 + b + m_2(H_{\text{пл}} - H_{\text{др}}) - (H_{\text{др}} - H_2)m_3 + \delta_{\text{я}}^{\text{прив}}$ ;

$m_1 = ctg\alpha_1$  – коэффициент заложения верхового откоса;

$m_2$  – коэффициент заложения низового откоса;

$H_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}$ ;

$H_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{max}} - \nabla\text{ДНА}$ ;

$$\lambda = \frac{m_1}{1+2m_1};$$

$d = h_s = 2,51 \text{ м}$  – превышение гребня плотины над расчетным уровнем воды в верхнем бьефе;

$h_s$  – определяется в соответствии [9].

$$S_{\text{др}} = 2,51 \cdot 2,2 + 10 + 2,0 \cdot (46,5 - 5) - (5 - 4) \cdot 1,5 + 800000 = 800097;$$

$$H_1 = 180 - 138 = 42 \text{ м};$$

$$H_2 = 142 - 138 = 4 \text{ м};$$

$$\lambda = \frac{2,2}{1+2 \cdot 2,2} = 0,41.$$

Схема к фильтрационному расчету представлена на рисунке 4.4.

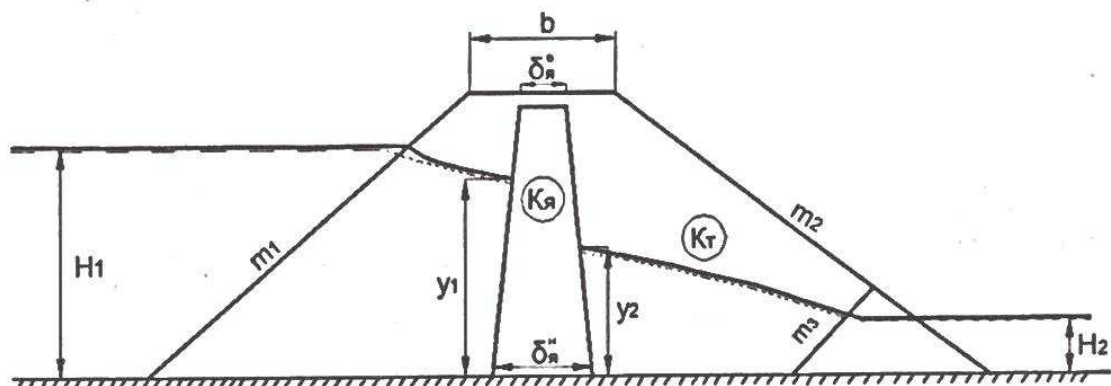


Рисунок 4.4 – Схема к фильтрационному расчету

Падение напора  $\alpha$  в пределах верхового клина определяется из формулы:



$$q = \frac{115K_T\alpha}{90^\circ - \alpha_1^\circ} = \frac{115 \cdot 0,001 \cdot 60}{90^\circ - 60^\circ} = 0,21,$$

где  $\alpha = 60^\circ$ .

Далее необходимо определить:

$$h' = \sqrt{(S_{др} + \lambda H_1)^2 + (H_1 - H_2)^2} - (\lambda H_1 + S_{др}); \quad (4.57)$$

$$h_1 = H_2 + h'; \quad (4.58)$$

$$h' = \sqrt{(800097 + 0,41 \cdot 42)^2 + (42 - 4)^2} - (0,41 \cdot 42 + 800097) = 0,0009 \text{ м};$$

$$h_1 = H_2 + h' = 4 + 0,0009 = 4 \text{ м}.$$

Уравнение кривой депрессии:

$$y = \sqrt{H_1^2 - \frac{q}{K_T} 2x}; \quad (4.59)$$

$$y_1 = \sqrt{42^2 - \frac{1 \cdot 10^{-6}}{0,001} 2 \cdot 5} = 42 \text{ м};$$

$$y_2 = \sqrt{42^2 - \frac{1 \cdot 10^{-6}}{0,001} 2 \cdot 80005} = 4 \text{ м}.$$

Для построения кривой депрессии в области ядра следует определить значения  $x_1$  и  $x_2$ , где  $x_1 = dm_1 + \frac{b}{2}$ ;  $x_2 = x_1 + \delta^{\text{прив}}$ .

Используя уравнение кривой депрессии, определяются значения  $y_1$  (глубина воды перед ядром) и  $y_2$  (глубина воды за ядром).

Градиент фильтрационного потока при выходе в дренаж:

$$I_{\text{вых}} \approx \frac{h'}{\Delta x} = \frac{0,0009}{1,5 \cdot 4 + 0,0009} = 0,0002,$$

где  $\Delta x = m_3 H_2 + h'$ .

Проверяется условие:

$$Q_{\phi} < 0,05Q_{\text{расч}},$$

где  $Q_{\phi} = qL_{\text{ср}}$  – полный фильтрационный расход, м<sup>3</sup>/с;

$L_{\text{ср}} = 98,68$  м – длина плотины на  $\nabla_{\text{ср}}$ .

$$0,23 \cdot 98,68 < 0,05 \cdot 75,8;$$

$$0,0001 < 3,79.$$

Условие выполняется.

#### 4.10.2 Расчет устойчивости низового откоса

Для построения области нахождения центров опасных кривых скольжения воспользуемся методом В.В. Фандеева, суть которого указала на рисунке 4.5

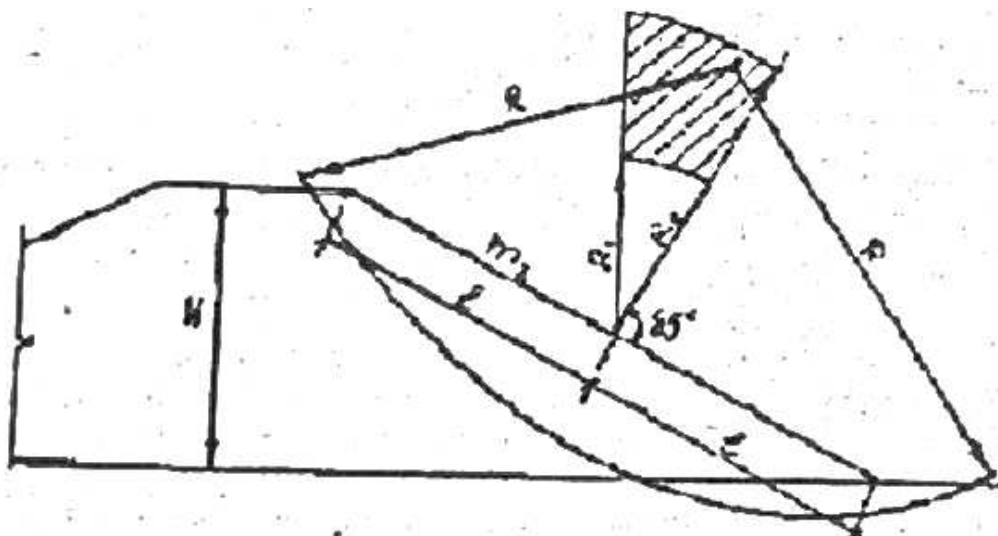


Рисунок 4.5 – Схема к выбору центров опасных кривых скольжений

Из середины откоса проводятся два луча - вертикаль и под углом 85°. Затем радиусам  $R_1$  и  $R_2$  зависят от заложения откоса и его высоты:

$$R_1 = K_1 \cdot H_{\text{пл}} = 0,80 \cdot 48,0 = 38,4;$$

$$R_2 = K_2 \cdot H_{\text{пл}} = 1,75 \cdot 48,0 = 84,0.$$

Радиус кривой скольжения рекомендуется принимать таким, чтобы кривая скольжения пересекла гребень и захватывала основание (если это

скала). При скальных грунтах основания и тела плотины кривую скольжения рекомендуется проводить вблизи подошвы откоса.

Область сдвига разбивается вертикальными плоскостями на отсеки шириной  $b$ . Для удобства расчета можно принять  $b = 0,1R$ . Отсеки нумеруются. При этом:

$$R = \frac{R_1 + R_2}{2} \quad (4.60)$$

Коэффициент устойчивости вычисляются по формуле:

$$K_{уст} = \frac{\sum [G_n \cdot \cos \alpha_n - p_n \cdot l_n] \cdot \operatorname{tg} \varphi_n + \sum c_n \cdot l_n}{\sum G_n \cdot \sin \alpha_n} \quad (4.61)$$

В этой зависимости действие объемных фильтрационных сил учтено в виде давления воды  $p_n$ , приложенного к поверхности скольжения и вычисляется как:

$$p_n = (Z_n'' + Z_n''') \gamma_T \quad (4.62)$$

Вес отсека грунта:

$$G_n = b (Z_n' \cdot \gamma_{сух} + Z_n'' \cdot \gamma_{нас} + Z_n''' \cdot \gamma_{оси}) \quad (4.63)$$

Длина подошвы отсека:

$$l_n = \frac{b}{\cos} \alpha_n \quad (4.64)$$

Для каждого отсека вычисляются  $\sin \alpha_n$  и  $\cos \alpha_n$ , где  $\alpha_n$  – угол наклона подошвы отсека к горизонту. При  $b = 0,1R$ ,  $\sin \alpha_n = 0,1n$ ,  $\cos \alpha_n = \sqrt{1 - 0,01 \cdot n^2}$ .

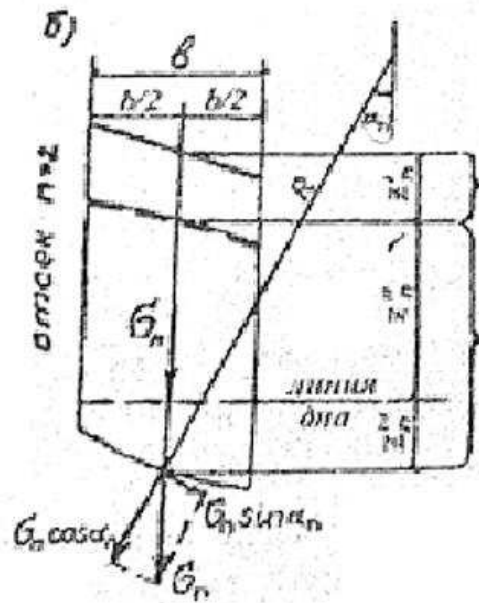
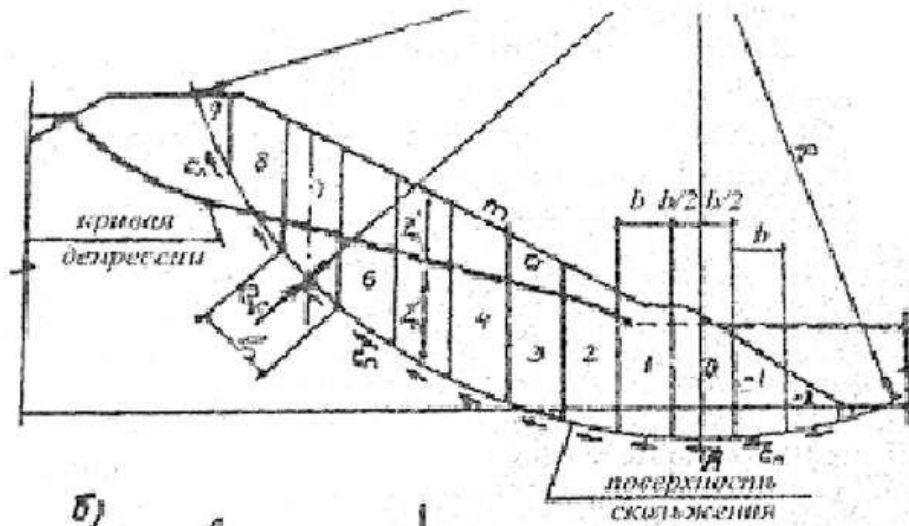
В пределах каждого отсека грунт выше кривой депрессии считается в сухом состоянии и имеет характеристики:

$\gamma_{сух}$  – объемный вес сухого грунта;

$\varphi_{сух}$  – угол внутреннего трения в сухом состоянии;

$c_{сух}$  – удельное сцепление в сухом состоянии.

Ниже кривой депрессии эти характеристики грунта берутся для водонасыщенного состояния –  $\gamma_{нас}$ ,  $\varphi_{нас}$ ,  $c_{нас}$ . Все характеристики приведены в задании на проектирование. В расчете учитывается сцепление того грунта, в котором проходит подошва данного отсека, а угол внутреннего трения  $\varphi_n$  принимается для грунта, имеющего наибольший объем в отсеке, рисунок 4.6.



область сухого грунта  
 $\gamma_{сух}, \gamma_{ст}, c_{сух}$

область водонасыщенного  
грунта  
 $\gamma_{нас}, \gamma_{нас}^*, c_{нас}$

Рисунок 4.6 – Схема к расчету устойчивости откоса

Таблица 4.9 – Расчеты устойчивости откоса

№ отсека, n	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\sin \alpha_n$	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$\cos \alpha_n$	0,92	0,95	0,98	0,99	1,00	0,99	0,98	0,95	0,92	0,87	0,80	0,71	0,60	0,44
$Z_n$ (сух)	2,02	5,78	8,73	11,7	14,65	17,61	20,56	23,53	25,44	25,38	24,4	22,25	18,42	10,59
$Z_n'$ (вод)	0	1,38	5,87	3,74	4	3,68	2,76	1,2	0	0	0	0	0	0
$Z_n''$ (основ)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$G_n$	221,6	2148,2	7397,9	5386,9	5995,8	5969,4	5283,7	3898,1	2791,1	2784,5	2677,0	2441,1	2020,9	1161,9
$T_n$	-88,6	-644,4	-1479,6	-538,7	0,0	596,9	1056,7	1169,4	1116,4	1392,2	1606,2	1708,8	1616,7	1045,7
$N_n$	203,1	2049,2	7248,4	5359,9	5995,8	5939,5	5177,0	3718,5	2558,1	2411,4	2141,6	1743,3	1212,5	506,4
$L_n$	6,5	6,2	6,1	6,0	5,9	6,0	6,1	6,2	6,5	6,8	7,4	8,3	9,9	13,6
$P_n$	373,7	1069,3	1615,1	2164,5	2710,3	3257,9	3803,6	4353,1	4706,4	4695,3	4514,0	4116,3	3407,7	1959,2
$x$	-2214,9	-4598,3	-2527,0	-7541,1	-10077,1	-13478,1	-17845,0	-23343,2	-27895,1	-29741,1	-31320,6	-32438,9	-32469,1	-26148,3
$\phi n \rightarrow tg$	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675
$C_n$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$x \cdot tg \phi_n$	-1494,0	-3101,6	-1704,4	-5086,6	-6797,1	-9091,1	-12036,6	-15745,2	-18815,5	-20060,6	-21126,0	-21880,3	-21900,7	-17637,2
$G_n \cdot L_n$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Коэффициент устойчивости равен:

$$K_{уст} = \frac{\sum_2 + \sum_3}{\sum_1} = \frac{8557,8 + 0}{-176476,9} = -20,6 < 1,25$$

где  $\sum_1$  – сумма  $T_n$ ;  
 $\sum_2$  – сумма  $x \cdot tg \phi_n$ ;  
 $\sum_3$  – сумма  $G_n \cdot L_n$ .

## 5 Организация и производство гидротехнических работ

Для строительства Сабанкульской ГЭС была принята русловая компоновка.

Для пропуска расходов реки в период строительства используем топографию местности. В районе створа река имеет значительную излучину, которую можно прорезать туннелем и пропускать весь расход реки через него. Это позволяет возводить сооружения в одном котловане по всему фронту.

### 5.1 Определение максимального строительного расхода

Выгораживание части реки для создания котлованов осуществляется с помощью временных сооружений –перемычек (временные гидротехнические сооружения перемычки назначаем IV класса).

Согласно СП 58.13330.2019 [31] для временных гидротехнических сооружений IV класса ответственности ежегодную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды следует принимать равной - 10% при сроке эксплуатации до 10 лет.

Используя гидрологические данные в таблице 5.1, можем проследить, что расход при 10% обеспеченности равен  $669 \text{ м}^3/\text{с}$  ( $Q_{max}^{стр}$ ), а УВ, соответствующий данному расходу равен 147,5 м, рисунок 5.1.

Таблица 5.1 – Соответствие обеспеченности и максимально возможных расходов

р%	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99
Q, м3/с	1375	1131	1027	858	781	669	555	391	304	234	225	213

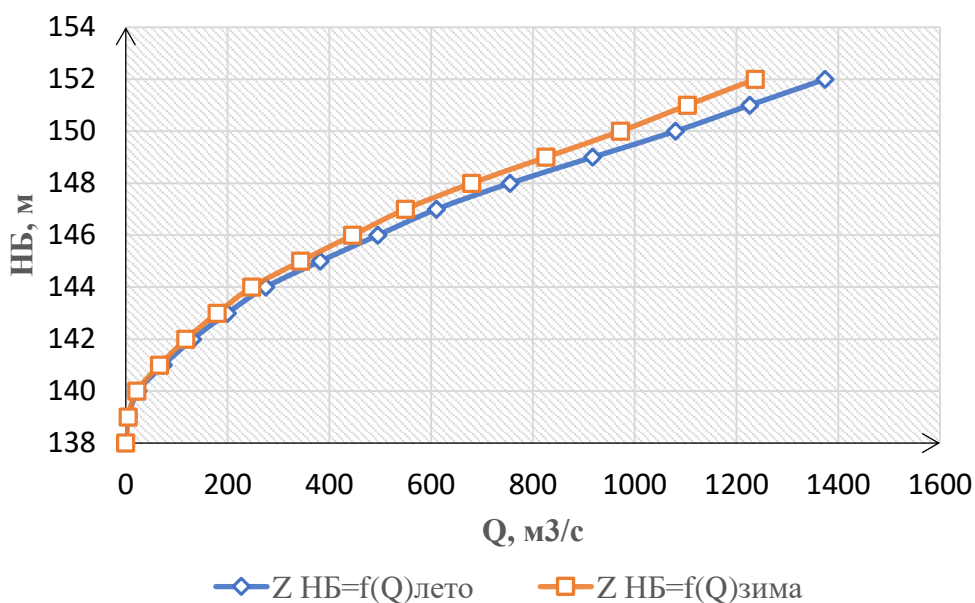


Рисунок 5.1 – График зависимости отметки НБ от расхода

## 5.2 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов через туннель

Для проходки туннеля имеется очень удобная излучина на реке, кроме того, туннель позволяет возводить сооружения в одном котловане полным напорным фронтом, в эксплуатационный период туннель можно перестроить в эксплуатационный - типа дополнительного берегового водосброса.

### *Гидравлический расчет туннеля*

В качестве грунтов основания и проходки туннеля используем доломиты, скальные грунты прочные, поэтому сечение туннеля принимаем по типу I. Схема представлена на чертеже.

На стройгенплане наносим ось туннеля и определяем предварительную длину  $L = 810,8$  м

Принимаем отметку входного порога туннеля равной отметке дна реки в месте начала туннеля, а отметку низового порога на 1 м ниже отметка дна реки в месте выхода туннеля:

$$\nabla_{\text{ПВП}} = 139 \text{ м}, \nabla_{\text{ПНП}} = 136 \text{ м};$$

$$\text{Размеры туннеля } H \cdot B = 14 \times 14.$$

Уклон трассы туннеля составит:

$$J = \frac{\nabla_{\text{ПВП}} - \nabla_{\text{ПНП}}}{L} = \frac{139 - 136}{810,8} = 0,0037.$$

Выбираем безнапорный вариант туннеля, тогда гидравлический радиус

$$R = \frac{14 \cdot 11,9}{14 + 2 \cdot 11,9} = 4,4, \text{ где глубина воды в туннеле.}$$

$$h_{\text{п}} = 0,85 \cdot 14 = 11,9 \text{ м.}$$

Следовательно  $C = 44,6$ , шероховатость туннеля принимаем равной  $n = 0,03$  для посредственно обработанной поверхности

Площадь живого сечения туннеля:

$$\omega = 14 \cdot 11,9 = 166,6 \text{ м}^2.$$

Определяем пропускную способность туннеля и сравниваем ее с максимальной строительной  $669 \text{ м}^3/\text{с}$

$$Q_{\text{т}} = 166,6 \cdot 44,6 \sqrt{4,4 \cdot 0,0037} = 948,9 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Следовательно пропускная способность обеспечивает пропуск максимального строительного расхода  $669 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Скорость течения воды в туннеле

$$V_T = \frac{Q_{\text{стр}}^{\text{max}}}{w} = \frac{669}{166,6} = 4,0 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Что меньше размывающей для доломитов 6,5м/с  
 Определяем УВБ перед туннелем:

$$\nabla_{\text{УВБт}} = \text{УНБ}_{(Q_{\text{макс стр}})} + J \cdot L + Z = 147,5 + 0,0037 \cdot 810,8 + 1,0 \\ = 151,5 \text{ м};$$

$$Z = (1 + \zeta_{\text{вх}}) \cdot V_T^2 / 2g = (1 + 0,2) \cdot \frac{4^2}{2 \cdot 9,81} = 1,0 \text{ м.}$$

### 5.2.1 Определяем отметки гребня перемычек

Гребень верховой перемычки при туннеле для создания котлована.

$$\nabla_{\text{ГВПт}} = \text{УВБт} + d = 151,5 + 5,1 = 156,6 \text{ м};$$

$$\nabla_{\text{ГНПт}} = \text{УНБт} + \alpha = 147,5 + 4,1 = 151,6 \text{ м.}$$

Длина грунтовых плотин значительно превышают бетонные сооружения, то разбивать строительство бетонных сооружений на две очереди не очень несообразно. Туннель позволяет возвести все сооружения в одном котловане, не связанном с пропуском строительных расходов. Наличие туннеля позволяет регулировать УВБ при наполнении водохранилища.

Туннель будет работать до пуска 1-го агрегата, далее регулирование уровня УВБ будет производиться двумя донными отверстиями до полного возведения водосливной плотины. Эти донные отверстия остаются на эксплуатационный период.

## 5.3 Строительство туннеля

### 5.3.1 Проходка туннеля

Разработка калотт (свода) шириной более 9 м с временными деревянными креплениями, прогонами (лонгаринами)

ФЭР 2020 Сборник 29 «Тоннели и метрополитены» Закрытый способ. Подраздел 1.3 Проходка тоннелей.

Согласно ФЭР 29 по ГЭСН 29-01-059-07 расход работ составляет 268,25 маш · ч. Единица измерения: 100 м<sup>3</sup> грунта по проектному наружному очертанию конструкции.

Состав работ

01. Разработка грунта с погрузкой.



02. Заготовка, установка и разборка временных крепей.

03. Забутовка пустот.

$$W_k = S_k \cdot L_{\text{тун}} = 33 \cdot 524,64 = 17138 \text{ м}^3.$$

Калотта 1/6 часть от общего объема туннеля:

$$S_T = 14 \cdot 14 = 196;$$

$$S_k = \frac{S_T}{6} = 196/6 = 33 \text{ м}^2.$$

Принимаем скользящий график работы.

$$T_k = \frac{268,25 \cdot W_k}{100} \div 24 = \frac{268,25 \cdot 17138}{100} \div 24 = 1916 \text{ сут},$$

$$\frac{1916}{30} = 63,9 \text{ мес} - \text{ при 24 часах работы и 30 дней 1 механизмом}$$

При проходке с четырьмя временными штольнями. Принимаем 8 единиц машин и скользящий график работы.

$$\frac{63,9}{8} = 8 \text{ мес} - \text{ при 24 часах работы и 30 дней 8 механизмом}$$

$$J_k = \frac{T_k}{W_k} = \frac{8}{17138} = 0,0005 \text{ мес/м}^3.$$

Разработка боковых штросс без крепления в грунтах группы: 6-7

Согласно ФЭР 29 по ГЭСН 29-01-063-03 расход работ составляет 56,52 маш · ч. Единица измерения: 100 м<sup>3</sup> грунта по проектному наружному очертанию конструкции.

Состав работ

01. Разработка грунта с погрузкой.

$$W_{\text{ш}} = S_{\text{ш}} \cdot L_{\text{тун}} = 163 \cdot 524,64 = 85691 \text{ м}^3;$$

$$S_{\text{ш}} = S_T - S_k = 196 - 33 = 163 \text{ м}^2,$$

где  $S_{\text{ш}}$  — площадь сечения штросс, м<sup>2</sup>;

$S_T$  — площадь сечения туннеля, м<sup>2</sup>;

$S_k$  — площадь сечения калотты, м<sup>2</sup>.

Время на проходку туннеля при скользящем графике работ:

$$T_{\text{ш}} = \frac{56,52 \cdot W_{\text{ш}}}{100} \div 24 = \frac{56,52 \cdot 85691}{100} \div 24 = 2018 \text{ сут};$$

$$\frac{2018}{30} = 67,3 \text{ мес} - \text{ при 24 часах работы и 30 дней 1 механизмом.}$$

При проходке с четырьмя временными штольнями. Принимаем 8 единиц машин и скользящий график работы.

$$\frac{67,3}{8} = 8,4 \text{ мес} - \text{ при 24 часах работы и 30 дней 8 механизмом;}$$

$$J_{\text{ш}} = \frac{T_{\text{ш}}}{W_{\text{ш}}} = \frac{8,4}{85691} = 0,0001 \text{ мес/м}^3.$$

### 5.3.2 Перемычки туннеля и перемычки русла

Технология возведения перемычек

Возведение плотин, дамб, насыпей способом отсыпки грунтов в воду: в искусственных прудках слоями до 4 м.

Согласно ТЕР 36 [34] по ГЭСН 36-01-004-03 расход работ составляет 16,87 маш · ч. Единица измерения: 1000 м<sup>3</sup> грунта.

Состав работ

01. Устройство дамб-обвалований для прудков.

02. Уплотнение грунта с увлажнением.

03. Перемещение выгруженного из автосамосвалов грунта под откос в воду.

04. Устройство и содержание въездов, съездов и проездов по насыпи.

05. Очистка кузовов транспортных средств при выгрузке глинистых грунтов.

$$W_{\text{т.п.ВБ}} = S_{\text{ГВП}} \cdot L_{\text{ГВП}} = 704,9 \cdot 400 = 281960 \text{ м}^3;$$

$$W_{\text{т.пНБ}} = S_{\text{ГНП}} \cdot L_{\text{ГНП}} = 413,4 \cdot 290 = 119886 \text{ м}^3;$$

$$W_{\text{т.п.}} = W_{\text{т.п.ВБ}} + W_{\text{т.пНБ}} = 281960 + 119886 = 401846 \text{ м}^3.$$

Время возведения перемычек

$$T_{\text{т.п.}} = \frac{16,87 \cdot W_{\text{т.п.}}}{1000} = \frac{16,87 \cdot 401846}{1000} = 6779 \text{ час};$$

$$\frac{6779}{8} \div 21 = 40 \text{ мес.}$$

Для перекрытия русла используется та же технология.

## 5.4 Возведение грунтовой плотины

В состав Сабанкульского гидроузла входит земляная грунтовая плотина с ядром из суглинки. Откосы: со стороны ВБ – 1:2. Со стороны НБ 1:1,5. Со стороны ВБ имеется берма с габаритами 2 м на отм. 175 м. Со стороны ВБ - берма с проходящим по ней техническим проездом габаритами 4,5 м на отм. 152,6 м.

Технология возведения:

Возведение плотин, дамб, насыпей и нижней части экранов и ядер насухо: катками массой свыше 16 т.

Согласно ТЕР 36 [34] по ГЭСН 36-01-001-02 расход работ составляет 17,16 маш · ч. Единица измерения: 1000 м<sup>3</sup> грунта.

Состав работ

01. Разравнивание грунта слоями.

02. Уплотнение грунта с увлажнением.

03. Разрыхление уплотненного нижележащего слоя глинистого грунта перед укладкой последующего.

04. Устройство и содержание въездов, съездов и проездов по насыпи.

05. Очистка кузовов транспортных средств при выгрузке глинистых грунтов.

$$W_{в.п.} = 4598100 \text{ м}^3$$

Время возведения перемычек

$$T_{в.п.} = \frac{17,16 \cdot 4598100}{1000} = \frac{17,16 \cdot 1310576}{1000} = 328,8 \text{ час.}$$

## 5.5 Водоотлив

После того, как воду реки пропускаем через туннель, можем перекрыть русло реки и сформировать котлован между перемычками.

Площадь водоема между перемычками определяем в программе AutoCAD:  
 $S_{\text{вод}} = 347409 \text{ м}^2$ .

$$W_{\text{вод}} = S_{\text{вод}} \cdot h_{\text{сж}} \cdot 2 = 347409 \cdot 9,5 \cdot 2 = 6600771 \text{ м}^3.$$

Время откачки котлована:

$$T = \frac{W_{\text{вод}}}{P \cdot n} = \frac{6600771}{400 \cdot 20} = 825,1 \text{ час} = 34,4 \text{ дн.}$$

где  $P \cdot n$  – объем который откачивают насосы;

$n$  – количество насосов, принимаем 20.

Для откачки воды выберем консольный многоблочный насос КМ-200-150-250/4-5 с подачей 400 м<sup>3</sup>/час

Интенсивность откачки:

$$J_{\phi} = \frac{h_{сж}}{T_{сут}} = \frac{9,5}{34,4} = 0,28 \text{ м/сут.}$$

## 5.6 Буровзрывные работы

Скальная порода имеет очень прочную структуру, и это является как её преимуществом, так и недостатком. С одной стороны, такой грунт может выдержать рекордное давление в 110 Мпа, с другой — он с трудом поддается обработке. Разработку котлована под строительство сооружений ведем с применением БВР.

Буровзрывные работы должны обеспечивать:

- 1) достаточную степень и равномерность дробления горных пород;
- 2) нормальную проработку подошвы уступа без оставления порогов, затрудняющих работу экскаватора;
- 3) образование развала взорванной горной массы требуемой формы и размеров;
- 4) достаточный для бесперебойной работы экскаваторов объем взорванных пород;
- 5) высокую экономичность и безопасность работ.

Класс пород по трудности бурения  $\Pi_6=6,0$  – доломиты относятся к породам средней трудности бурения.

Для класса пород  $\Pi_6=6$  принимаем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения  $V_6 = 10$  м/ч.

Определяем производительность бурового станка.

Сменная производительность определяется:

$$\Pi_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{и.б} = \frac{8}{0,1 + 0,2 \cdot 0,1} \cdot 0,8 = 53,3 \text{ м/см}$$

где  $T_{см} = 8$  ч – продолжительность смены, ч;

$T_0$  и  $T_в$  – продолжительность основных и вспомогательных операций;

$K_{и.б}$  – коэффициент использования сменного времени.

$$T_0 = \frac{1}{V_6} = \frac{1}{10} = 0,1 \text{ ч.}$$

Станки роторно-шарошечного бурения СБШ снабжены автономными компрессорами.

Электроснабжение станков осуществляется переменным током 380 В от передвижных трансформаторных подстанций.

Определяем длину буровой скважины

Назначаем сетку бурения скважин по аналогу  $4 \times 4$  м.

$$L_{\text{СКВ}} = H_{\text{УСТ}} + h_{\text{П}} = 8 + 2 = 10 \text{ м},$$

где  $h_{\text{П}} = 10 \cdot d_{\text{СКВ}} = 10 \cdot 200 = 2000 \text{ мм} = 2 \text{ м};$

$$H_{\text{УСТ}} = 6 - 10 \text{ м}.$$

Объем грунта, приходящийся на одну скважину  $W_{\text{СКВ}} = 16 \cdot 10 = 160 \text{ м}^3$

Количество скважин:

$$N = \frac{W_{\text{общ}}}{W_{\text{СКВ}}} = \frac{3852655}{160} = 24079 \text{ штук}.$$

Определяем объем буровых работ в пм:

$$W_{\text{б.р.}} = N \cdot L_{\text{СКВ}} = 24079 \cdot 10 = 240790 \text{ м}^3;$$

$$T_{\text{б.р.}} = \frac{W_{\text{б.р.}}}{П_{\text{б.см}}} = \frac{24079}{53,3} = 452 \text{ смен};$$

$$\frac{452}{3} \div 21 = 7 \text{ мес (при 3 – х сменной работе);}$$

$$J_{\text{б.р.}} = \frac{T_{\text{б.р.}}}{W_{\text{б.р.}}} = \frac{7}{240790} = 0,003 \text{ мес/м}^3.$$

## 5.7 Земляные работы

Объёмы земляных работ рассчитываем с помощью программы Автокад по Генплану  $W_{\text{э}} = 3210546 \text{ м}^3$ . С учетом 20% на дорожные работы, окончательно принимаем  $W_{\text{общ}} = W_{\text{э}} = 3210546 + 0,2 \cdot 3210546 = 3852655 \text{ м}^3$

Исходя из объема земляных работ принимаем экскаватор ЭКГ-5А с характеристиками, приведенными в таблице 5.3.

Таблица 5.3– Характеристики ЭКГ-5А

Характеристики	
Радиус черпания наибольший	14,5 м
Радиус черпания на уровне стояния	9,04 м
Высота черпания наибольшая	10,3 м
Радиус выгрузки наибольший	12,65 м
Высота выгрузки наибольшая	6,7 м
Просвет под поворотной платформой	1,85 м

### Окончание таблицы 5.3

Характеристики	
Среднее удельное давление на грунт при передвижении	205/162/127 кПа
Расчетная продолжительность цикла	23 с

### 5.8 Расчет производительности экскаватора одноковшового

При изучении и совершенствовании рабочего процесса машины главной целью является повышение ее производительности. Различают конструктивную (теоретическую), техническую и эксплуатационную производительностью.

Теоретическая производительность ЭКГ 5:

$$P_K = 3600 \cdot \frac{q}{t_{\text{ц}}} = 3600 \cdot \frac{5}{23} = 782,6 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где  $q$  – вместимость ковша,  $\text{м}^3$ ;

$t_{\text{ц}}$  – минимальная продолжительность рабочего цикла при заданных условиях работы, с.

Техническая производительность:

$$P_T = 3600 \cdot \frac{q \cdot K_H}{t_{\text{ц}} \cdot K_P} = 3600 \cdot \frac{5 \cdot 0,85}{23 \cdot 1,5} = 443,5 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где  $K_H = 0,85$  – коэффициент наполнения ковша (Табл. знач.);

$K_P = 1,5$  – коэффициент наполнения ковша (Табл. знач.).

Эксплуатационная производительность:

$$P_{\text{Э}} = P_T \cdot T_p \cdot K_B = 443,5 \cdot 1 \cdot 0,8 = 354,8 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где  $T_p = 1$  – длительность периода работы;

$K_B = 0,8$  – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период.

Время экскавации при выполнении работ в одну смену одним экскаватором:

$$T_{\text{Э}} = \frac{W_{\text{Э}}}{P_{\text{Э}}} = \frac{3852655}{354,8} = 10859 \text{ час} = 1357 \text{ смен} = 65 \text{ мес (при работе в 1 смену и 1 механизмом)}.$$

Интенсивность земляных работ при работе в 1 смену и 1 механизмом составит:

$$J_{\text{з.р.}} = \frac{T_{\text{Э}}}{W_{\text{Э}}} = \frac{65}{3852655} = 0,000017 \text{ мес}/\text{м}^3.$$

## 5.9 Определение необходимого количества транспорта

Максимальный объем выемки произойдет в том случае, если эскалатор будет постоянно работать. Чтобы обеспечить бесперебойную подачу транспорта необходимо, чтобы за время пока загруженный транспорт проедет до места выгрузки, разгрузится и вернется к экскаватору, экскаватор должен загрузить все остальные единицы транспорта.

Время погрузки грунта экскаватором в автотранспорт:

$$T = (m - 1) \cdot T_{\text{п}} = \text{час},$$

где  $m$  – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

$T_{\text{п}}$  – время погрузки на 1 машину, м<sup>2</sup>

$$T_{\text{п}} = \frac{W_{\text{с}}}{\Pi_{\text{э}}} = \frac{25}{354,8} = 0,07 \text{ час},$$

где  $W_{\text{с}}$  – емкость кузова самосвала.

Т.к. емкость ковша 5 м<sup>3</sup>, емкость кузова самосвала  $W_{\text{с}} = 5 \cdot 5 \text{ м}^3 = 25 \text{ м}^3$ .  
Подходит самосвал БелАЗ 7548 – 40 тн.

Отвал находится на расстоянии 4 км, средняя скорость движения 22 км/час (по справочнику).

Количество единиц транспорта на 1 экскаватор определяем из формулы:

$$(m - 1) \cdot T_{\text{п}} = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_{\text{р}} + T_3;$$

$$(m - 1) \cdot 0,07 = \frac{4}{22} + \frac{4}{50} + 0,011 + 0,2;$$

$$(m - 1) = 7 \text{ ед. тр.}, \text{ следовательно } m = 8 \text{ ед. тр.}$$

## 5.10 Приготовление бетонной смеси

Для приготовления бетонной смеси используем Всесезонный бетонный завод "Рифей-Бетон-Зима-60" зимнего исполнения. Производительность 60 м<sup>3</sup>/час. Автоматический режим. Производство товарного бетона и (или) раствора 60 м<sup>3</sup> в час как в ручном, так и автоматическом режиме.

– Модульное утепление современными сэндвич-панелями, работа круглый год

– Не требуется помещение, устанавливается на открытой площадке

– "Рифей Бетон Зима-60" сконструирован на базе бетонного завода Рифей Бетон-60, производительностью 45 м<sup>3</sup>/ч;

– Время одного цикла 60 секунд, за один цикл изготавливается 1 м<sup>3</sup>.

- Модернизированный высокоскоростной механизм подъема скипа
- Удобная схема загрузки бункеров инертных материалов
- Небольшая погрузочная высота обеспечивается за счет удачной компоновки бункеров инертных. Расположены таким образом, что исходное сырье можно загрузить при помощи фронтального погрузчика.
- Автоматический режим работы, в базовой комплектации пульт ПУ-МА (сенсорный экран, сохранение рецептов, учет материалов)

Таблица 5.4 – Характеристики Бетонный завод Рифей-Зима-60

Технические характеристики	Особенности
Смеситель: БП-2Г-1500 двухвальный, с горизонтальным расположением валов Количество бункеров: 3 Объем бункеров: 36 м <sup>3</sup> Установленная мощность: 76.5 кВт Масса: 18 500 кг Длина: 24 м Ширина: 6.5 м Высота: 8.5 м	Режим работы – круглогодичный (от -50 до +45 град.С); Высокая точность дозирования компонентов, погрешность ±1%; Большой запас прочности металлоконструкции; Максимально защищен от «человеческого фактора»; Простота в эксплуатации, адаптирован к любому уровню квалификации рабочих

Характеристики Бетонный завод Рифей-Зима-60 приведена в таблице 5.4.

Для бетонирования в зимнее время используем технологию тепляков для защиты рабочих, бетонной смеси и бетона от воздействия отрицательных температур воздуха и сильных ветров.

Укладка и уплотнение бетонной смеси в тепляках должны производиться механизировано с максимально возможным приближением к технологии бетонирования в летних условиях: с подачей бетонной смеси в опалубку по схеме «кран - бадья», с помощью ленточных транспортеров или секционных питателей, с применением бетононасосов.

### 5.11 Опалубочные и арматурные работы

Тип опалубки – щитовая, деревометаллическая.

Тип крепления – тяжи к анкерам внутри блока.

Определяем площадь опалубливаемой поверхности  $S$ , м<sup>2</sup>

$$S = W_{\text{бет}} \cdot K_{\text{оп}} = 352713 \cdot 1 = 352713 \text{ м}^2,$$

где  $W_{\text{бет}} = 352713 \text{ м}^3$  – объем бетона внутри опалубливаемой поверхности  $S$

$K_{\text{оп}} = 1$  – коэффициент опалубливаемой поверхности в м<sup>2</sup>/ м<sup>3</sup>

Объем бетонирования:

1) Объем бетонирования здания ГЭС и Маш.Зала,  $W_{\text{з.ГЭС}} = 91044 \text{ м}^3$ ;

2) Объем бетонирования бетонных сооружений,  $W_{\text{б.с}} = 115526 \text{ м}^3$ ;

3) Объем бетонирования водобоя, рисберма  $W_{\text{водобой}} = 76160 \text{ м}^3$ ;



Суммарный объем бетонных работ,  $W_{бет} = 352713 \text{ м}^3$ .

Площади определялись в программном комплексе AutoCAD.

Количество машино-часов для установки и разборки деревянной крупнопанельной щитовой опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т определяем по ГЭСН 37-01-015-01 – 13,21 маш/ч на  $100 \text{ м}^2$  опалубливаемой поверхности.

$$T_{опалубки} = \frac{13,21 \cdot W_{бет}}{100} = \frac{13,21 \cdot 352713}{100} = 46593 \text{ маш/ч.}$$

Назначаем марку стали арматуры по климатическим условиям - 25Г2С или 18ГТ.

Класс арматуры А500, горячекатаная.

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования  $\mu = 20 \text{ кг/м}^3$ , далее вычисляем количество арматуры на объем бетона:

$$W_{арм} = W_{бет} \cdot \mu = 352713 \cdot 20 = 7054256 \text{ кг} = 7054 \text{ тонны.}$$

Количество машино-часов для установки кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т армокаркасов и армоферм массой до 5 т, определяем по ГЭСН 37-01-027-02 – 75,21 маш/ч на 100 т арматуры.

$$T_{армир} = \frac{75,21 \cdot W_{арм}}{100} = \frac{75,21 \cdot 7054}{100} = 5306 \text{ маш/ч.}$$

## 5.12 Схема расстановки кранов и укладка бетона

Для возведения моста ВБ плотины Сабанкульской ГЭС необходим кран с высотой подъема крюка 46 м. В качестве основного средства механизации применяют краны КБГС-500 ХЛ с характеристиками, таблица 5.5:

Таблица 5.5– Техническая характеристика крана КБГС-500 ХЛ

Показатели	КБГС-500 ХЛ
Вылет крюка, м	
- наибольший	40,0
- наименьший	6,0
- при наибольшей грузоподъемности	-
Грузоподъемность, т	
- при наибольшем вылете	12,5
- при наименьшем вылете	25,0
Высота подъема крюка, м	45,0
База, м	10,0
Колея, м	10,0
Масса крана, т	313,0

Для укладки бетона для используем Схему 1 - С размещением бетоноукладочных кранов на отметках дна котлована. Так как кран КБГС-500 ХЛ имеет высоту подъема крюка 45 м, применим эстакаду со стороны ВБ, которую в последствии можем использовать, сделав мост на водобойном колодце для его ремонта

Перед затоплением котлована краны будут перемонтированы на мосты ВБ и НБ. Этими же кранами будет производится монтаж опалубки, арматуры, закладных деталей и сборного железобетона.

Распластанные части бетонных сооружений (фундаментные плиты, водобои, рисберма) можно будет возводить гусеничными кранами ДЭК 631 с характеристиками, таблица 5.6:

Таблица 5.6- Техническая характеристика крана ДЭК 631

Показатели	ДЭК 631
Максимальная грузоподъемность, т / вылет, м	63 / 5.1
Максимальный грузовой момент, т · м	321.3
Масса груза при передвижении	50
Масса крана, т	80.3
Длина стрелы, м:	
- основная	18
- максимальная	42

Определяем время на укладку и вибрирование бетона по ТЭР 37:

По 37-01-002. Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными, для работ Сабанкульского гидроузла подходит Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т в блоки высотой: до 5 м (37-01-002-01).

Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м.

Состав работ:

01. Подготовка блока к бетонированию.
02. Перегрузка бетонной смеси из автомобиля-самосвала в бадью.
03. Подача и укладка бетонной смеси.
04. Уход за бетоном.
05. Монтаж и демонтаж приемных устройств.

Согласно трудозатратам на 100 м<sup>3</sup> железобетона в конструкции:

$$T_{\text{укл}} = \frac{15,0 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{15,0 \cdot 352713}{100} = 52907 \text{ маш/ч};$$

$$T_{\text{вибр}} = \frac{28,69 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{28,69 \cdot 352713}{100} = 10158 \text{ маш/ч.}$$

Определяем суммарное время на выполнение бетонных работ:

$$T_{\Sigma} = T_{\text{арм}} + T_{\text{оп}} + T_{\text{укл}} + T_{\text{вибр}} = 5306 + 46593 + 52907 + 10158 = 205964 \text{ маш/ч};$$

$$J_{\text{бет}} = \frac{T_{\Sigma}}{W_{\text{бет}}} = \frac{205964}{352713} = 0,58 \text{ час/м}^3.$$

### 5.13 Этапы основного периода строительства

Основной период обязательно делится на следующие этапы возведения сооружений:

- I этап - возведение сооружений для перекрытия русла;
- II этап - перекрытие русла;
- III этап - возведение и наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища;
- IV этап - наращивание сооружений до отметок, необходимых для пуска первоочередных гидроагрегатов (ГА);
- V этап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища для поочередного пуска всех ГА.

#### I этап - возведение сооружений для перекрытия русла

Состав работ I этапа:

1. Проходка строительного туннеля;
2. Возведение Перемычек туннеля;

Строительные расходы реки пропускаются через русло реки.

#### II этап - перекрытие русла

Состав работ II этапа:

1. Возведение Перемычек для перекрытия русла;
2. Перекрытие прорана;
3. Наращивание перемычек до проектных отметок.

III этап - возведение и наращивание сооружений до отметок 148 м для начала наполнения водохранилища.

Состав работ III этапа:

1. Водоотлив и водопонижение в котловане;
2. Разработка Котлована с БВР и экскавацией;
3. Возведение бетонных сооружений:
  - Водосливная плотина до отм. 148 м;
  - Здание ГЭС (м) до отм. 148 м;
4. Возведение грунтовых плотин до отм. 147 м.

Пропуск строительных расходов осуществляется через строительный туннель.

IV этап - наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища.

Состав работ IV этапа:

1. Возведение бетонных сооружений:
  - Водосливная плотина до отм. 173 м;

– Здание ГЭС до отм. 173 м;

2. Возведение грунтовых плотин до отметки до отм. 172 м.

V этап - наращивание сооружений до отметок, необходимых для пуска ГА 1 и поочередного пуска всех ГА.

Состав работ V этапа:

3. Возведение бетонных сооружений:

– Водосливная плотина до отм. 184 м;

– Здание ГЭС до отм. 184 м;

– Возведение грунтовых плотин до отметки до отм. 184 м.

#### 5.14 Ведомость объемов работ по этапам строительства

Интенсивности строительных работ:

$J_{з.р.} = 0,000017$  мес/м<sup>3</sup> – земляные работы- экскавация;

$J_{б.р.} = 0,003$  мес/м<sup>3</sup> – буровзрывные работы;

$J_{бет} = 0,58$  час/м<sup>3</sup> – бетонные работы.

Возведение грунтовой плотины: 17,16 маш · ч. на 1000 м<sup>3</sup> грунта.

Возведение грунтовых перемычек: 16,87 маш · ч. на 1000 м<sup>3</sup> грунта.

В таблице 5.7 приведена ведомость объемов работ по этапам строительства.

Таблица 5.7 - Ведомость объемов работ по этапам строительства

№ этапа	Наименование сооружений	Наименование работ	Ед. изм.	Количество	Время, мес.	Примечание
I	Строительный туннель	Проходка	м <sup>3</sup>	102829	16,4	Скользкий график, 8 мех
I	Перемычки туннеля	Насыпь	м <sup>3</sup>	401846	40	1 смена и 1 механизм
II	Перемычки для перекрытия русла реки	Насыпь	м <sup>3</sup>	1310576	132	1 смена и 1 механизм
III	Котлован	Выемка	м <sup>3</sup>	3852655,0	65	1 смена, 1 мех
III	Водосливная плотина	Бетонные работы до отм. 148 м	м <sup>3</sup>	27200	66	1 смена, 1 кран
III	Водобой	Бетонные работы до отм. 148 м	м <sup>3</sup>	14560	35	1 смена, 1 кран
III	Здание ГЭС	Бетонные работы до отм. 148 м	м <sup>3</sup>	24242	59	1 смена, 1 кран
III	Возведение грунтовой плотины	Насыпь до отм. 146 м	м <sup>3</sup>	1459575	50	Скользкий график, 1 мех.

## Окончание таблицы 5.7

№ этапа	Наименование сооружений	Наименование работ	Ед. изм.	Количество	Время, мес.	Примечание
IV	Водосливная плотина	Бетонные работы до отм. 148 м	м <sup>3</sup>	52808	128	1 смена, 1 кран
IV	Здание ГЭС	Бетонные работы до отм. 148 м с опережением возведением моста ВБ до отм. 184	м <sup>3</sup>	21357	52	1 смена, 1 кран
IV	Возведение грунтовой плотины	Насыпь до отм. 146 м	м <sup>3</sup>	2651025	90	Скользкий график, 1 мех.
V	Водосливная плотина	Бетонные работы до отм. 184 м	м <sup>3</sup>	5032	12	1 смена, 1 кран
V	Здание ГЭС	Бетонные работы до отм. 184 м	м <sup>3</sup>	8010	19	1 смена, 1 кран
V	Возведение грунтовой плотины	Насыпь до отм. 184 м	м <sup>3</sup>	487500	17	Скользкий график, 1 мех.

## **6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды**

### **6.1 Общие сведения о районе строительства**

Створ проектируемой Сабанкульской ГЭС составляет 1,22 км в длину и 48 м в высоту.

Химический состав воды реки Юрюзань относится к гидрокарбонатному классу, группе кальция. Минерализация воды в реке выше города Усть-Катава меняется от малой – 66,5 мг/л – в период весеннего половодья, до средней – 294 мг/л – во время зимней межени. Ниже города Усть-Катава солесодержание около 80,2 мг/л в половодье и 442 мг/л в меженный период. Кислородный режим в реке удовлетворительный. Содержание растворенного в воде кислорода от 6,64 мг/л до 15,7 мг/л (насыщение 46–141 %).

Берега реки Юрюзань разнообразны: скалы и утесы с обилием пещер чередуются с густыми лесами (преимущественно хвойными) и лугами. Возможно увидеть такие растения как: ковыль, душица, шалфей. В реке водится вся рыба, присущая горным и равнинным рекам Южного Урала.

Леса Башкортостана населяют белка обыкновенная, белка-летяга, бурундук, соня садовая, косуля, лось, рысь, бурый медведь и другие. Возле рек и озёр республики обитают речной бобр, ондатра и водяная крыса из отряда грызунов, кутора и выхухоль. В степях и лесостепях расположены ареалы волка, зайца-русака, степной пищухи, сурка байбака, суслика, тушканчика, хомяка, степной пеструшки, полевой мыши, обыкновенной и пашенной полевки, корсака, светлого хорька и других.

В Красную книгу Башкортостана занесены 24 вида млекопитающих, в том числе марал, прудовая ночница, ночница Наттерера, водяная ночница, нетопырь Натузиуса, нетопырь-карлик, северный кожанок, поздний кожан, малая вечерница, ушастый ёж, выхухоль и другие редкие виды.

В период строительства и дальнейшей эксплуатации Сабанкульская ГЭС будет оказывать воздействия на окружающую среду, приводящее к ее изменениям.

### **6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства и эксплуатации**

При строительстве Сабанкульского ГУ выполняются следующие виды работ:

- строительство поселка для эксплуатирующего персонала;
- отсыпка перемычек;
- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- проходка туннеля;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;

- строительство основных сооружений.
- 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.

При организации строительного производства будут осуществляться мероприятия и работы по охране окружающей природной среды, которые включают в себя рекультивацию земель, предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение или очистку вредных выбросов в почву, водоемы и атмосферу. Указанные мероприятия и работы должны быть предусмотрены в проектно-сметной документации.

При необходимости будут проведены работы по укреплению откосов и берегоукреплению вблизи населенных пунктов. Обеспечен контроль влияния процессов строительства на популяцию видов животных и растительности, состав водных ресурсов. В случае необходимости, будут приняты меры по их сохранению или восстановлению.

### **6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Площадь зеркала водохранилища при уровне НПУ (180 м) составляет 32 км<sup>2</sup>. Около трети этой площади покрыты лесом (преимущественно хвойным), поэтому необходимы работы по очистке древесной и кустарниковой растительности с планом ее последующей утилизации.

Кладбища и скотомогильники выносятся из зоны водохранилища в случае расположения их в зоне сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО (168,4 м), в зоне обрушения берегов или донного размыва, в местах проектируемых водозаборов. Также проектом предусмотрена очистка зоны водохранилища от заброшенных строительных объектов, очистка площади затопления от мусора.

### **6.4 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.

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

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (352713 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>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{352713 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 15872 \text{ т.}$$

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

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

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

где  $N$ - количество арматуры, т (7054 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>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{7054 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 141 \text{ т.}$$

В результате строительства будет образовано 15872 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 141 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков.

Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.



## **7 Пожарная безопасность. Охрана труда**

### **7.1 Общие требования**

При эксплуатации ГТС персонал обязан выполнять правила охраны труда и правила пожарной безопасности согласно требованиям инструкций по охране труда соответствующих профессий эксплуатационных служб при производстве наблюдений, осмотров и технического обслуживания, а также нормативных документов, указанных в инструкции.

Каждый работник обязан выполнять требования местных инструкций по охране труда и пожарной безопасности при выполнении определенных видов работ, наблюдений и др.

### **7.2 Действия персонала при возникновении пожара**

Первый заметивший загорание обязан сообщить начальнику смены станции, при наличии связи сообщить в пожарную охрану, после чего нажать кнопку «Пожар». При этом включится система оповещения.

Начальник смены станции должен сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству и диспетчеру системы.

При возникновении пожара в здании ГЭС и монтажной площадке, галереях плотины, оперативный персонал машинного зала обязан сообщить об этом в пожарную охрану, начальнику смены станции, затем приступить к тушению пожара, следуя указаниям начальника смены станции и планом пожаротушения.

До прибытия пожарной части руководителем тушения пожара является начальник смены станции, который обязан организовать выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара, тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения Сабанкульской ГЭС. Так же руководитель должен обеспечить подразделение пожарной части человеком, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники. По распоряжению начальника смены станции отключение оборудования в зоне пожара, производится оперативным персоналом.

По прибытию на место пожара первого подразделения пожарной части руководителем тушения пожара назначается старший начальник этого подразделения. Начальник смены станции при сдаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и приступить к выполнению дальнейших действий согласно указаниям руководителя тушения пожара.

Решение о подаче средств для пожаротушения принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.

### 7.3 Охрана труда

Охрана труда (ОТ) — это система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

Основная задача охраны труда — предотвращение травматизма на производстве, профилактика профессиональных заболеваний, а также минимизация социальных последствий. В ходе мероприятий на каждом рабочем месте обеспечивают социально-приемлемый или минимальный риск.

К основным мероприятиям по ОТ относятся:

- правовые мероприятия, подразумевающие создание системы государственных норм, которая состоит из стандартов безопасности и средств по обеспечению их соблюдения. Система основывается на Конституции, ТК РФ, прочих законных и подзаконных актах;

- социально-экономические мероприятия, которые состоят из мер государственного стимулирования работодателей, которые не нарушают нормы и требования по охране труда.

К трудовой деятельности в сфере электроэнергетики допускаются лица, прошедшие у работодателя подготовку к выполнению трудовых функций и получившие у него подтверждение их готовности, прошедшие аттестацию по вопросам безопасности в сфере электроэнергетики и аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений.

Порядок проведения аттестации, подготовки и получения подтверждения готовности к работе, с проведением подготовки и получением подтверждения готовности к работе в рамках одной процедуры, устанавливаются Правительством Российской Федерации или уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

Обучение по охране труда работников может проводиться в рамках подготовки таких работников к аттестации в области безопасности в соответствующей сфере или подготовки и подтверждения готовности к работе. В этом случае проверка знания указанными работниками требований охраны труда проводится в рамках их аттестации или подготовки и подтверждения готовности к работе.

Инструктаж по охране труда для работников проводится при подготовке и подтверждении готовности к работе.

Наряду с прохождением аттестации, подготовки и получением подтверждения готовности к работе для подтверждения соответствия квалификации работников, профессиональным стандартам или квалификационным требованиям, установленным федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, по инициативе работодателя или работника может проводиться независимая оценка квалификации на условиях и в порядке, которые определяются в соответствии с настоящим Кодексом и законодательством в сфере независимой оценки квалификации.

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная с подготовительных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнено. Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	45	45	45	45	45
Число часов использования установленной мощности	Часы	5760,00	5760,00	5760,00	5760,00	5760,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2160	2160	2160	2160	2160
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	432	432	432	432	432
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	21168	21168	21168	21168	21168
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1503	1588	1678	1764	1844
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	38,80	33,62	35,51	37,33	39,04
НДС к выручке	млн.руб	4,85	5,12	5,41	5,69	5,95

**Вывод:** исходя из данных таблицы можно заметить, что изменениям подвергаются только последние три строки:

– тариф на электроэнергию - с каждым последующим годом идет на увеличение;

– выручка от реализации – не имеет линейной зависимости;

– НДС к выручке – увеличивается с каждым последующим годом.

### **8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- 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 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	19,075
Прочие	274,0	23,215
Итого по ГЭС		42,291

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
1-4	0,12
5-11	0,17
11-18	0,30

Расчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
АО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	6,092
АО «АТС»	0,001097 тыс.руб/Мвт*ч	0,426
АО «ЦФР» (прогноз)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,123
Итого		6,642

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	26,56	26,56	26,56	26,56	26,56
Расходы на страхование, млн.руб.	25,02	24,76	24,51	24,25	24,00

Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	42,29	42,29	42,29	42,29	42,29
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,12	4,38	4,34	4,29	4,25
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64
Налог на воду, млн.руб.	1,85	1,86	1,86	1,86	1,86
Итого, млн.руб.	105,50	106,52	106,22	105,92	105,62

**Вывод:** согласно данным таблицы 1.5 можно наблюдать падение расходов на страхование и нелинейное изменение расходов на ремонт производственных фондов.

Текущие затраты на 2027 г.

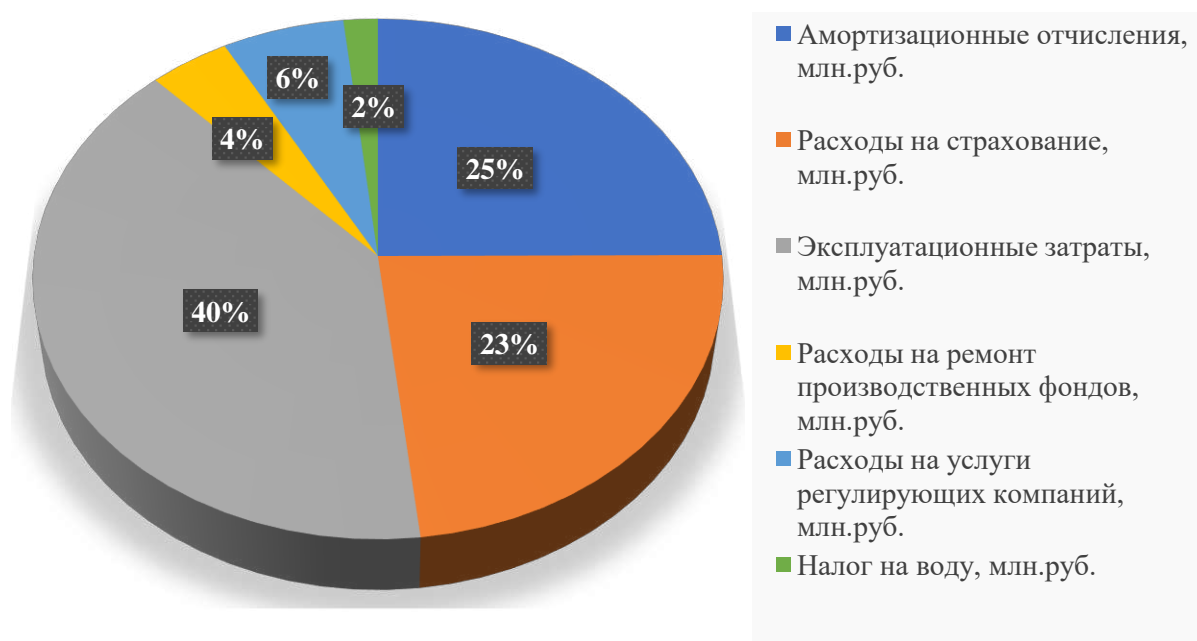


Рисунок 8.1 - Текущие затраты по гидроузлу 2027 г.

**Вывод:** из диаграммы на рисунке 8.1 следует, что наибольший процент расхода на 2027 г составляют эксплуатационные затраты, за ними следуют амортизационные отчисления и расходы на страхование, прочите расходы в сумме составляют 12 %.

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 20%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	100,14	106,05	112,21	118,64	125,43
НДС, млн.руб.	128,50	134,29	140,33	146,65	153,32
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	14,80	14,80	14,80	14,80	14,80
Налог на имущество, млн.руб.	54,59	54,01	53,42	52,84	52,25
Итого, млн.руб.	298,05	309,16	320,79	332,95	345,83

**Вывод:** по данным Таблицы 8.6 можно наблюдать рост налога на прибыль и НДС с уменьшение налога на имущество, что приводит к росту итогов налоговых расходов.

### 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	502,28	531,24	561,53	590,72	617,66
Текущие расходы, млн.руб.	105,50	106,52	106,22	105,92	105,62
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	500,41	529,37	559,66	588,85	615,80
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб.	357,73	387,28	418,15	447,93	475,46
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	71,55	77,46	83,63	89,58	95,09
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	286,19	309,82	334,53	358,35	380,37
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

**Вывод:** согласно данным, таблица 2.1 можно наблюдать рост всех показателей, кроме текущих расходов колебания которых имеют нелинейный характер и ставки налога на прибыль который имеет стабильное значение – 20%.

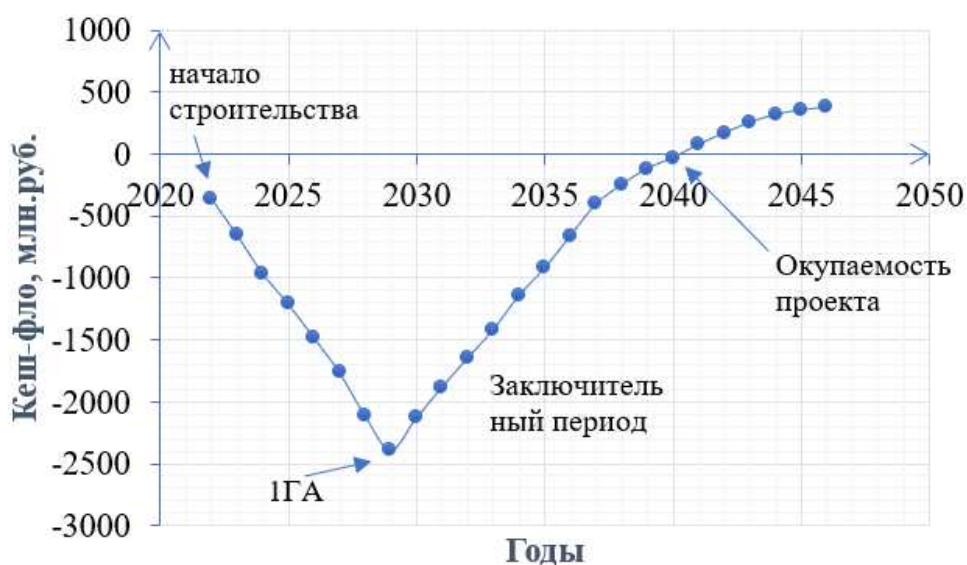


Рисунок 8.2 - Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

**Вывод:** из графика, представленного на рисунке 8.2 наглядно видно, что на первых этапах строительства поток денежных средств наиболее интенсивен, после пуска первого ГА начинается рост. Окупаемость проекта достигается в 2040 г.



### **8.3 Оценка инвестиционного проекта**

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

#### **8.3.1 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости
- И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ОАО «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 Сабанкульской ГЭС составляет 24 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

#### **8.3.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Курс доллара принят без учета геополитических факторов.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Сабанкульской ГЭС на реке Юрюзань»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	540
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	321,98
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,13
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,08
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,27
Удельные капиталовложения, руб/Квт	70844,4

**Вывод:** по Таблице 8.8 видно, что реализация проекта является целесообразной.

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в Таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн.руб.	4,96	15,37	31,63	62,06	141,72
В Федеральный бюджет, тыс.руб.	4,74	6,24	6,24	29,47	86,28
В региональный бюджет, тыс.руб.	0,22	9,13	25,39	32,58	55,43

**Вывод:** исходя из данных Таблицы 8.9 налоговые поступления растут.

### 8.4 Анализ чувствительности

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставка дисконтирования;
- б) Цена сбыта;
- в) Объем сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспериментально. Сумма PI от изменения ставки дисконтирования приведена в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Сумма PI от изменения ставки дисконтирования

	0%	5%	10%	15%	20%
Ставка дисконтирования, руб.	4,02	2,19	1,33	0,87	0,62
	-10%	-5%	0%	5%	10%
Цена сбыта, руб.	1,01	1,08	1,15	1,22	1,29
	-20%	-15%	-10%	-5%	0%
Объем сбыта, руб.	0,87	0,93	1	1,06	1,13

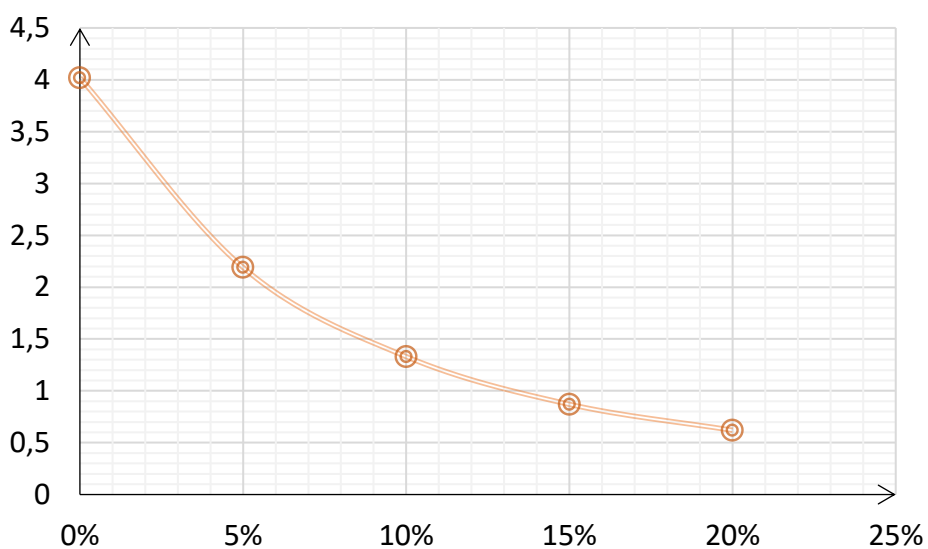


Рисунок 8.3 – Ставка дисконтирования

**Вывод:** ставка дисконтирования, согласно графику представленному на рисунке 8.3, уменьшается, что говорит об изменении доходности.

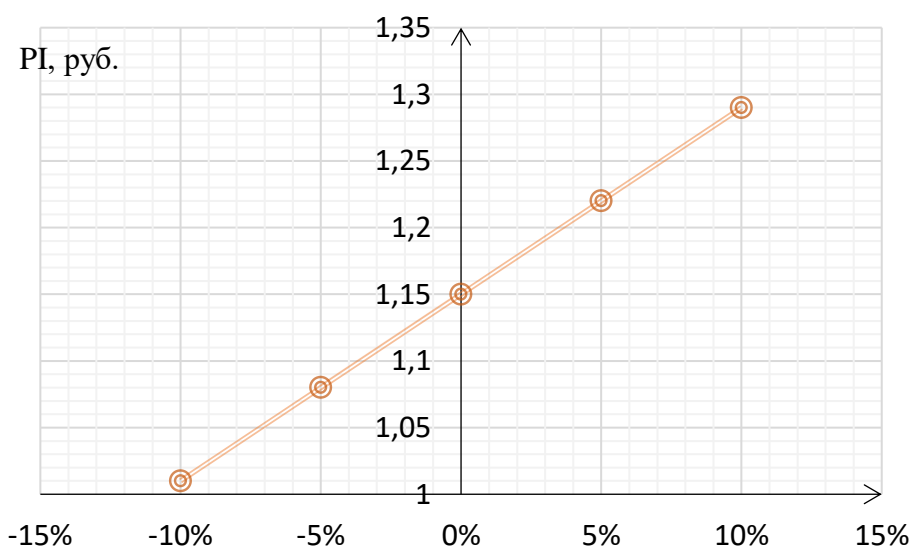


Рисунок 8.4 – Цена сбыта

**Вывод:** цена сбыта, согласно графику на рисунке 8.4, растет, что иллюстрирует окупаемость проекта с последующим ростом прибыли.

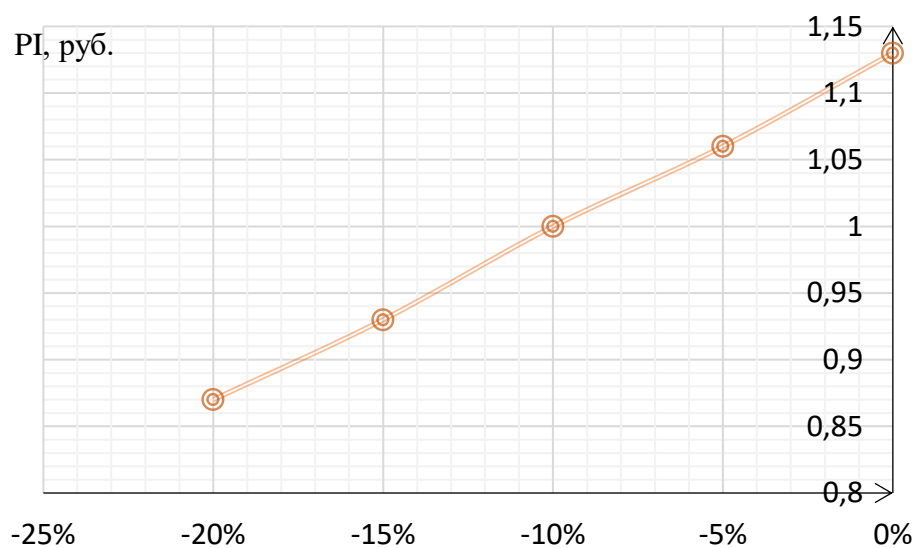


Рисунок 8.5 – Объем сбыта

**Вывод:** объем сбыта, согласно графику на рисунке 8.5, уменьшении объёма сбыта ведет к снижению PI.

## **9 Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла**

### **9.1 Общие сведения**

Срок безаварийной работы гидротехнического сооружения зависит от его технического состояния

Во время работы водопропускных гидротехнических сооружений и пропуска расходов воды в нижний бьеф под воздействием сильно турбулизированного потока происходит размыв русла реки в нижнем бьефе. Из-за чего происходит деформация участка сопряжения бетонных сооружений с неукрепленным руслом. Местные размывы вызывают деформацию плит рисбермы и угрожающих устойчивости бетонных сооружений гидроузла. Одновременно с этим происходит процесс старения бетона, его абразивный и кавитационный износ, повреждения, вызванные динамическим воздействием и т.п.

Неукрепленное дно нижнего бьефа на скальных и полускальных грунтах способствует размыву под подошвой сооружения, что способствует снижению устойчивости сооружения.

Скопление строительного мусора и наносов на креплениях русла, в водопроводящих трактах и водопропускных сооружениях способствуют возникновению деформаций и влияют на условия безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений. Увеличивают нагрузку на сооружение.

Состояние объектов сооружения, временно или постоянно находящихся под воздействием воды, влияет на безопасность работы всего сооружения.

Подводно-техническое обследование (ПТО) - комплекс работ, выполняемых с целью получения информации о состоянии подводной поверхности гидротехнических сооружений и примыкающих участков русла, своевременного выявления аварийно-опасных дефектов и повреждений, принятия технических решений по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации гидроузла. (СТО РусГидро 02.01.109-2013.)

Необходимость проведения ПТО обосновывается постоянным или временным вредоносным воздействием воды на сооружения в составе гидроузла. Главной задачей ПТО является контроль состояния сооружения, своевременное выявление и устранение дефектов. Что также позволяет предупреждать и совершенствовать методы борьбы с разрушительным воздействием в дальнейшем, на основании полученных данных.

Конструкции и элементы ГТС постоянно или большую часть времени в процессе эксплуатации, находящиеся под водой, называются объектами подводно-технического обследования. (СТО РусГидро 02.01.109-2013.)

Для Сабанкульской ГЭС были выделены объекты для ПТО и определены их площади с помощью программы AutoCAD:

Со стороны верхнего бьефа:

- Верховые грани бетонных водоподпорных сооружений – 3683 м<sup>2</sup>;
- Раздельные стены и быки – 287 м<sup>2</sup>;
- Сопрягающие устои – 6555 м<sup>2</sup>;
- Выступающие в верхний бьеф элементы подошвы сооружения - 1037 м<sup>2</sup>;
- Откосы грунтовой плотины и берма: – 45330 м<sup>2</sup>;
- Дно подводящего канала - 35781 м<sup>2</sup>.
- Со стороны нижнего бьефа:
  - Бетонное крепление дна за водопропускными сооружениями (водобой, рисберма) – 3244 м<sup>2</sup>;
  - Раздельные стены и быки – 60 м<sup>2</sup>;
  - Сопрягающие и раздельные устои – 372 м<sup>2</sup>;
  - Низовые грани бетонных плотин (глухих участков) – 415 м<sup>2</sup>;
  - Низовые откосы грунтовых плотин - 2709 м<sup>2</sup>;
  - Дно отводящего канала – 32058 м<sup>2</sup>.

Для Сабанкульской ГЭС обследование дна, согласно указанием СТО РусГидро 02.01.109-2013 назначается Заказчиком, поэтому были приняты 2 глубины со стороны ВБ для подводящего канала и 2,5 длин крепления дна (водобоя, рисбермы) для отводящего канала, что составило 80 м и 100 м.

Подводно-техническое обследование в НБ составляет 38858 м<sup>2</sup>, ВБ – 92673 м<sup>2</sup>. Колодец, образованный водобойной стенкой, имеющий объём 7520 м<sup>3</sup>, будет осушаться с помощью насосов, поэтому не входит в ПТО.

## 9.2 Проведение ПТО и оборудование

При выполнении подводно-технических обследований ГЭС верхних и нижних бьефов гидроэлектростанций дна и прилегающих к ним акваторий, используется оборудование, позволяющее получить информацию о состоянии обследованных объектов различными независимыми способами.

Для проведения ПТО выбирается оптимальное время с минимальным режимом работы гидроузла, для обеспечения безопасного обследования.

Основной объем работ проводится гидроакустическим методом. Для проведения ПТО проектируемой ГЭС будет использоваться гидролокатор бокового обзора и программно-аппаратные комплексы (ПАК) на базе многолучевого эхолота, в который входят:

- многолучевой эхолот;
- система позиционирования;
- датчик крена, дифферента и вертикальных перемещений;
- компас (гироскопический или спутниковый);
- измеритель профиля скорости звука в воде;
- измеритель скорости звука в воде;
- блок синхронизации;
- процессор с установленной программой сбора и обработки гидрографической информации.

Минимальные требования к приборам, входящим в ПАК:

1. Многолучевой эхолот (ИГБО, 3D-сканер):
    - МЛЭ должен быть промерный (профессиональный);
    - рабочая частота не больше 200 кГц;
    - разрешение не больше 0.01 м;
    - количество лучей не меньше 120 или обеспечение плотности съёмки не менее 10-ти глубин на 1м<sup>2</sup> поверхности.
  2. Система позиционирования:
    - погрешность в плане и по высоте не более 0.1 м (с применением дифференциальных поправок) при доверительной вероятности 95 %;
    - частота определений места не менее 1 Гц.
  3. Компас (гироскопический или спутниковый):
    - погрешность не более 0.10°;
    - частота определения курса не менее 5 Гц.
  4. Датчик крена, дифферента и вертикальных перемещений (для измерения углов крена и дифферента, датчик вертикальной качки);
    - погрешность не более 0.10°;
    - частота определения крена и дифферента не менее 5 Гц;
    - вертикальные колебания плавсредства не более 0,05 м;
  5. Измеритель профиля скорости звука (для измерения скорости звука на вертикальном профиле от преобразователя до дна):
    - погрешность измерения не более 0.1 м/сек;
    - шаг измерений по глубине не более 1 метра;
  6. Измеритель скорости звука (для измерения данного параметра непосредственно у преобразователя эхолота):
    - погрешность измерения не более 0.1 м/сек.
- ГБО используют для обследования 14616 м<sup>2</sup> поверхности:
- Верховые грани бетонных водоподпорных сооружений – 3683 м<sup>2</sup>;
  - Раздельные стены и быки ВБ и НБ – 347 м<sup>2</sup>;
  - Сопрягающие устои ВБ и НБ – 6927 м<sup>2</sup>;
  - Бетонное крепление дна за водопропускными сооружениями (водобои, рисберма) – 3244 м<sup>2</sup>;
  - Низовые грани бетонных плотин (глухих участков) – 415 м<sup>2</sup>;
  - Многолучевой эхолот совместно с ГБО используют для осмотра оставшихся поверхностей, что составит 116915 м<sup>2</sup>, из которых:
    - Дно, подводящего и отводящего каналов – 67839 м<sup>2</sup>;
    - Откосы и бермы грунтовой плотины со стороны верхнего и нижнего бьефов - 48039 м<sup>2</sup>;
    - Выступающие в верхний бьеф элементы подошвы сооружения - 1037 м<sup>2</sup>.
- Эхолот представляет собой измерительный прибор, использующий звуковые импульсы для исследования структуры и рельефа дна, обнаружения подводных объектов.

Многолучевые эхолоты (МЛЭ) излучают звуковые импульсы, которые распространяются под корпусом лодки в форме веера. Глубина воды определяется путем определения времени, за которое акустическая волна вернется от поверхности дна к приемнику, рисунок 9.1.

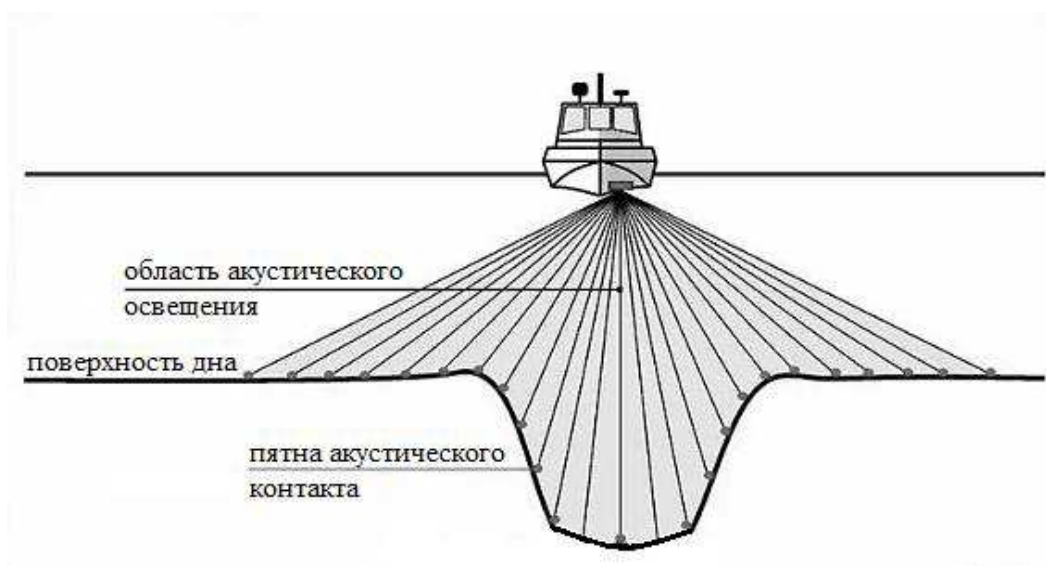


Рисунок 9.1 – Принцип действия МЛЭ

Однолучевые эхолоты (ОЭ) следует использовать главным образом для получения выборочной дискретной информации о состоянии поверхности дна.

Для получения качественного представления о состоянии и положении подводных вертикальных, наклонных и горизонтальных поверхностей гидросооружений необходимо производить гидроакустическую съёмку гидролокатором бокового обзора (ГБО). По результатам съёмки ГБО строится акустическое изображение (мозаика) по всему обследованному объекту без пропусков.

Гидролокатор бокового обзора (ГБО) посылает в направлении дна акустический луч. Достигнув препятствия, акустическая энергия переотражается и возвращается на приемную антенну гидролокатора. ГБО позволяет быстро "просматривать" большие площади акватории и «видеть» дно независимо от прозрачности воды, рисунок 9.2.



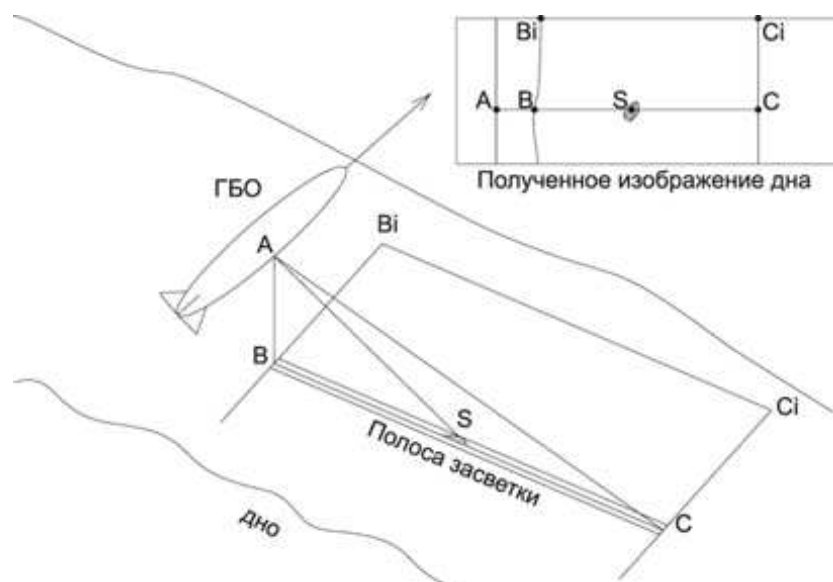


Рисунок 9.2 – Принцип действия ГБО

Гидролокатор кругового обзора (ГКО) - позволяет получать 2-D изображение дна и толщи воды с высоким разрешением в радиусе до 10 глубин относительно точки установки. Используется для поисковых работ, инженерного и экологического мониторинга, научных исследований.

При выполнении съемки гидрографическим комплексом его положение в плане и по высоте должно определяться в каждый момент времени с помощью геодезической спутниковой аппаратуры, принимающей дифференциальные поправки от базовой станции.

Визуальный метод следует применять:

- при обследовании элементов участков подводных поверхностей сооружений, которые недоступны для обследования гидроакустическими средствами.

- при необходимости проведения дополнительного обследования участков подводных поверхностей при обнаружении деформаций или предметов, влияющие на оценку состояния сооружений.

- в местах, где применение гидроакустического метода может оказаться недостаточным для получения достоверной информации о состоянии обследуемых поверхностей.

К таким местам относятся:

- крепления откосов и вертикальные поверхности сооружений в зоне переменного уровня;

- температурно-осадочные (межсекционные) швы;

- отдельные стены и быки;

- сопрягающие и береговые устои;

- сопряжения крепления откосов с дном водотока;

- сопряжения вертикальных стен с дном водотока.

Для проведения при необходимости визуального обследования и проверки работы подрядных организаций на станции предусматривается собственный

телеуправляемый необитаемый подводный аппарат (ТНПА) ГНОМ ПРО с дополнительной видеокамерой со встроенными осветителями и манипуляторами-захвата.

Привлечение водолазов осуществляется в случаях, когда из-за конструктивных особенностей или состояния (обрастание, заиливание) элементов гидротехнических сооружений нет возможности производить визуальное обследование с использованием телевизионных необитаемых подводных аппаратов.

С водолазами должна осуществляться связь по телефону проводным или беспроводным методом. Результаты водолазных осмотров и выполненных измерений передаются на поверхность и записываются на магнитофон. Процесс инструментального обследования контролируется видеосъемкой вторым водолазом или телеуправляемым необитаемым подводным аппаратом.

При проведении водолазных обследований для измерения повреждений (дефектов) на поверхности железобетонных, бетонных и стальных элементов следует использовать набор измерительных инструментов:

- метровую линейку с сантиметровыми делениями;
- металлическую линейку с миллиметровыми делениями;
- набор щупов из тонкой стальной проволоки разного диаметра или пластинок разной толщины.

Размеры повреждений (дефектов) поверхности железобетонных и бетонных элементов должны измеряться с погрешностью до 50,0 мм.

Раскрытие трещин шириной более 1,0 мм следует измерять металлической линейкой с точностью до 0,5 мм. Измерение глубины и ширины трещин при их раскрытии необходимо выполнять с помощью набора щупов с погрешностью до 0,5 мм.

Необходимость проведения дополнительного обследования выявленных дефектов погрешность определения их размеров должна специально оговариваться Заказчиком.

При проведении водолазных обследований измерение остаточной толщины металлоконструкций производится с помощью штангенциркуля, оборудованного насадками; микрометром; ультразвуковыми толщиномерами.

Для соблюдения полноты и достоверности результатов видеосъемок, выполняемых разными способами, необходимо обеспечивать:

- непрерывную работу видеокамер на всем маршруте его обследования;
- сопоставимость видеоизображений и фотоснимков в реальном времени;
- сохранение всего объема получаемой во время съемки информации.

Для совместимости результатов обследований, выполненных гидроакустическим и визуальным методами, следует применять единые методики и измерительные средства при координировании процессов съемки. Этим обеспечивается целостность съемки.

Для обеспечения заданной достоверности результатов обследований необходимо соблюдать принцип вторичного контроля:

– при использовании гидроакустического метода вся обследуемая поверхность должна проверяться на контрольных галсах;

– при использовании визуального метода на всем обследуемом участке площадная видеосъемка должна контролироваться автономным фотокомплексом с функцией панорамной съемки.

Выполнение подводной фото-видеосъемки, выполняемое подводным телеуправляемым аппаратом или водолазами обеспечивает получение визуальной информации о состоянии поверхностей, их элементов, состоянии обнаруженных объектов, дефектов и особенностей конструкций.

Различные виды дефектов, элементов и особенностей конструкций и объектов при различных видах съемки фиксировались с разной степенью детализации в зависимости от условий. Анализ совокупности данных, полученных при разных видах съемки, позволяет определить реальное состояние обследованных объектов.

### **9.3 Периодичность**

В период завершения строительства гидроузла полное ПТО проводится не реже одного раза в 2 года.

После завершения строительства гидротехнических сооружений полное ПТО должно проводиться после 2 лет эксплуатации ГУ.

В дальнейшем ПТО гидротехнических сооружений и примыкающих участков русла со стороны НБ должны производиться после каждого пропуска расходов воды, близких к расчетным, но не реже одного раза в 5 лет.

Со стороны ВБ подводно-технические обследования допускается производить с большей периодичностью, но не реже одного раза в 10 лет.

При обследовании неукрепленного русла ВБ для многопролетных сооружений, не имеющем явно выраженных морфологических особенностей русла участок обследования подводящего канала должен охватывать примыкающую к напорному фронту полосу шириной не менее 3 – 5 глубин воды на понуре или расчистках подводящего русла при НПУ – для низко - и средненапорных сооружений (напор менее 60 м) и не менее 2 – 3 глубин – для высоконапорных сооружений.

В случае явно выраженных морфологических особенностей и (или) когда водосбросное сооружение имеет 3 и менее пролетов, а в здании ГЭС установлено 4 и менее агрегатов, размеры участка обследования назначаются Заказчиком

В нижних бьефах многопролетных (5 и более пролетов) водосбросных сооружений и зданий ГЭС с 5 и более гидроагрегатами при отсутствии явно выраженных морфологических особенностей русла (островов, скальных выступов, резких сужений и расширений в плане и т.п.) обследованием рекомендуется охватывать примыкающую к водопропускным сооружениям поло-су шириной не менее:

– 2,5 – 3,0 длин крепления дна (водобоя, рисбермы, ковша и т.п.) или 25 – 30 напоров на гидроузел – за водосбросными плотинами с гашением энергии в

гидравлическом прыжке на водобое, а также за русловыми зданиями ГЭС в условиях гидроузлов, как правило, возведенных на нескальных грунтах;

– 4,0-5,0 длин отброса струи – за водосбросами, сопряжение бьефов за которыми осуществляется по принципу отброса потока в нижний бьеф, как правило, в условиях гидроузлов, возведенных на скальных грунтах.

Когда русло нижнего бьефа имеет явно выраженные морфологические особенности и (или) когда водопропускные сооружения имеют меньшее, чем указано выше, число пролетов и агрегатов, размеры участка обследования должны назначаться Заказчиком (эксплуатирующей организацией).

Сабанкульская ГЭС имеет два гидроагрегата, из чего следует, что площадь обследования назначается Заказчиком.

Считая 2030– год введения Сабанкульского гидроузла в эксплуатацию, на Рисунке 9.3 представлен план обследования проектируемого гидроузла на 30 лет после введения в эксплуатацию.

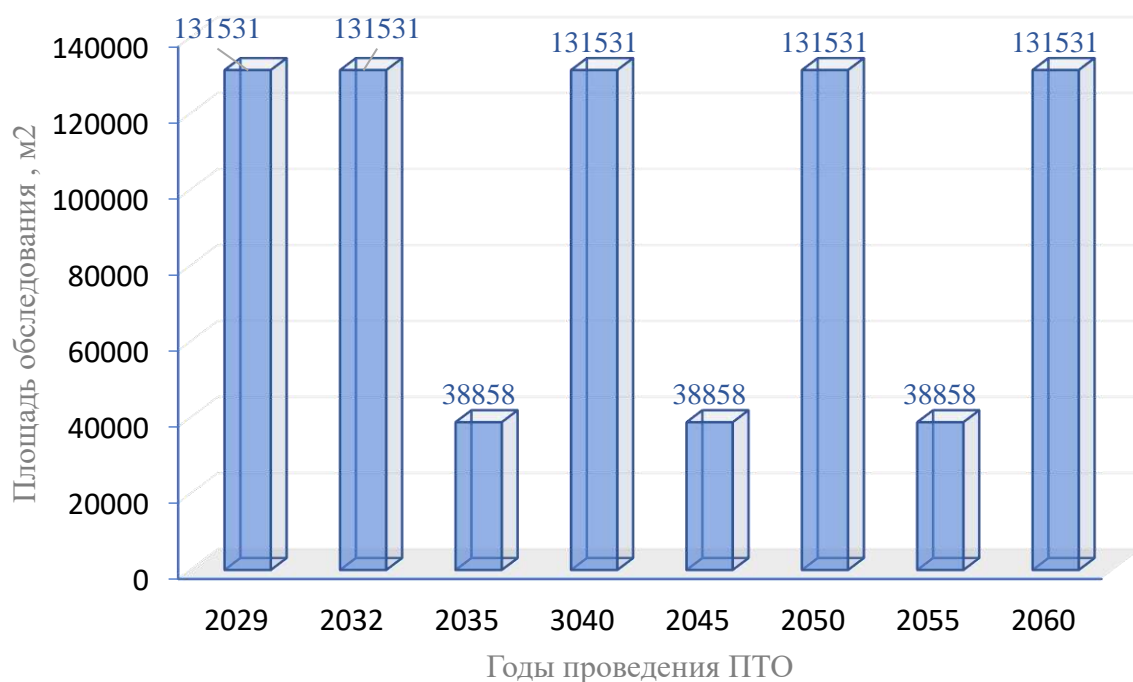


Рисунок 9.3 – График проведения ПТО на 30 лет с начала эксплуатации гидроузла

При ремонте или реконструкции объектов элементов подводных конструкций после пропуска первого паводка через отремонтированный участок проводится внеочередное ПТО с целью оценки качества и эффективности выполненных работ.

В случае обнаружения разрушений, деформаций и размывов, влияющих на надежность работы сооружений, ПТО рекомендуется проводить чаще.

#### **9.4 Организация подводно-технического обследования и анализ данных**

Так как обследование проводит подрядная организация при подготовке к проведению подводно-технического обследования гидросооружения Заказчик должен сформулировать технические требования, в которые входят:

- состав обследуемых объектов, границы обследования;
- методы и способы обследования с указанием масштаба съемки, сечения рельефа горизонталями;
- показатели качества обследования;
- форму представления результатов;
- требования к Организации – Исполнителю работ.

На этапе подготовки к проведению подводно-технического обследования Заказчик должен предоставить Исполнителю всю имеющуюся документацию о проектировании, предыдущих обследованиях объекта, проектные и исполнительные материалы производившихся работ по ремонту и реконструкции элементов гидроузла, подлежащих обследованию.

Исполнитель разрабатывает, Заказчик согласовывает и утверждает Программу проведения обследования, которая должна включать в себя перечень обследуемых конструктивных элементов гидроузла и четкое указание границ участков неукрепленного русла, подлежащих обследованию, а также план-график проведения работ с указанием даты и (при необходимости) времени выполнения съемок.

В качестве приложения к Программе Исполнитель должен представить следующие материалы:

- плановую основу обследуемых участков, подготовленную на базе представленной Заказчиком документации;
- перечень аппаратуры и оборудования, используемых для выполнения указанных работ с их техническими характеристиками;
- перечень мероприятий по обеспечению безопасности проведения работ.

Заказчик обязан обеспечивать безопасные условия при выполнении в намеченные сроки подводно-технического обследования в соответствии с программой.

При выполнении водолазных работ должны быть обеспечены, все требования предписанные СТО РусГидро 02.01.109 – 2013.

Ответственность за соблюдение правил ведения водолазных работ возлагается на Организацию – непосредственного исполнителя работ.

Результаты обследования должны быть представлены в виде технического отчёта. В текстовой части отчёта должны содержаться сведения об объекте обследования, краткое описание методов, примененных при обследовании, описание аппаратуры, примененной при обследовании, программного обеспечения, описание карт и схем, созданных по материалам гидрографического обследования, а также анализ фактического состояния

подводной поверхности гидротехнических сооружений, определяемый Техническим заданием.

В приложении к отчету должны быть представлены результаты обследования в виде карт, разрезов, фотографий и схем. Картографический материал должен соответствовать требованиям нормативно-технической документации и представлен в масштабе, определяемом Техническим заданием.

Графические приложения к отчету должны давать полное представление о результатах проведенного обследования. Состав приложений должен соответствовать требованиям к полноте, достоверности, точности и качеству отчетных материалов, поставленным в Техническом задании и определившим Программу проведения обследования.

В техническом отчете должно быть приведено сопоставление состояния элементов сооружений и примыкающих к ним участков подводящего и отводящего русел, зафиксированного в выполненном обследовании, с их состоянием по результатам предыдущих обследований и (или) по проекту. Должны быть даны оценки динамики развития ранее обнаруженных процессов и выявлены новые изменения в состоянии сооружения и его сопряжения с берегами (береговыми устоями), с верхним и нижним бьефами.

Если в период между обследованиями выполнялись ремонтно-восстановительные работы или осуществлялись эксплуатационные мероприятия, направленные на исправление или ослабление негативных изменений в состоянии сооружений, по результатам, проведенного подводно-технического обследования, должны быть оценены их эффективность.

При составлении технического отчета должны быть учтены факторы, характеризующие условия эксплуатации объекта в период между обследованиями:

- водность (объемы и максимальные расходы пропущенных паводков, наличие холостых сбросов, их продолжительность и максимальные расходы);
- соблюдение (или нарушения) предписанного инструкциями режима эксплуатации сооружений, в частности соблюдение правил маневрирования затворами водопропускных сооружений;
- чрезвычайные ситуации природного или техногенного характера.

В дополнение к техническому отчету Заказчику передаются на электронном носителе результаты видеосъемки, выполненной всеми видеокамерами в реальном времени. Весь процесс видеосъемки обследованных участков должен быть представлен в записи на цифровой видеорегистратор с фиксацией времени и даты съемки. Данная информация является контрольной и передается Заказчику без каких-либо изменений и монтажа, так как служит основой для последующего мониторинга.

По итогам проведенного обследования собственником (эксплуатирующей организацией) гидротехнического сооружения проводится оценка соответствия результатов выполненного обследования техническому заданию по следующим показателям:

- достоверность и качество полученных результатов;

- качество представленного графического материала;
- объем выполненного обследования.

Для проведения оценки соответствия выполненного обследования техническому заданию собственником (эксплуатирующей организацией) могут привлекаться специализированные научно-исследовательские и/или проектные организации.

Результаты подводно-технического обследования должны заноситься в паспорт гидротехнических сооружений ГЭС.

Анализ результатов подводно-технического обследования проводится с целью оценки влияния дефектов и повреждений, выявленных в результате подводно-технического обследования, на состояние гидротехнических сооружений гидроузла, оценки динамики развития выявленных дефектов, выявления причин развития негативных изменений, достаточности и оценки эффективности проводимых ремонтных и эксплуатационных мероприятий.

Анализ материалов организовывается собственником (эксплуатирующей организацией) гидротехнического сооружения. К выполнению работ по анализу результатов подводно-технических обследований могут привлекаться специализированные научно-исследовательские и (или) проектные организации, специализированные научно-исследовательские подразделения собственника (эксплуатирующей организации) гидротехнических сооружений.

В результате анализа должны быть сделаны выводы, содержащие оценку состояния обследованных элементов ГТС и их бьефов, появления и динамики изменения характерных выявленных дефектов.

Должны быть выявлены причины негативных изменений в состоянии ГТС и дан прогноз их дальнейшего развития (в том числе, при пропуске че-рез створ гидроузла максимальных расчетных расходов основного и поверочного случаев, выполнено сравнение показателей состояния сооружений с критериями безопасности и, при необходимости, рекомендован состав мероприятий по повышению надежности и безопасности эксплуатации объекта.

На основании анализа полученных в работе результатов должны быть даны рекомендации по проведению последующих подводно-технических обследований: их периодичности, необходимому объему и качеству результатов.

## **9.5 Организации выполняющие ПТО в России**

К выполнению подводно-технических обследований гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленных русел допускаются специализированные организации:

- имеющие свидетельство саморегулируемой организации (СРО) о допуске к инженерно-гидрографическим работам, инженерно-топографическим работам;
- оснащенные аппаратурой, состав и технические характеристики которой обеспечивают выполнение заявленных Заказчиком требований к объему и качеству работ;

– имеющие положительный опыт выполнения работ подобной технологии и точности на гидротехнических объектах такого же или близкого класса.

Организация, непосредственно выполняющая водолазные работы, должна иметь свидетельство строительной саморегулируемой организации (СРО) о допуске к соответствующему виду работ.

Наиболее известные подрядные организации:

АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» являющийся одним из крупнейших центров в России по научно-техническому сопровождению на всех этапах жизненного цикла гидроэнергетических объектов. Институт комплексно решает вопросы, связанные с гидротехническим строительством, и ведет исследование и разработки для решения актуальных проблем для ГЭС энергетических и добывающих комплексов, водного транспорта и водного хозяйства. Отпраздновали свое 100-летие в 2021 г.

Балтийская Гидрографическая компания (ООО «БГК») – российская частная компания, основанная в 2008 году, специализируется на выполнении навигационно-гидрографического, геодезического и подводно-технического сопровождения строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений на всей территории (в различных субъектах) Российской Федерации.

ООО Научно-производственное предприятие Форт XXI - проводят обследование внутренних водоемов, шельфовой зоны морей и подводных техногенных объектов, разработка, внедрение и использование новейших технологий для подводных работ и инженерных изысканий. Разрабатывают комплексные решения, включающие в себя аппаратную и программную части, методику выполнения работ, пусконаладку, обучение персонала и техническую поддержку.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлен расчет параметров Сабанкульского гидроузла на реке Юрюзань состоящей из грунтовой и бетонной плотин высотой 48 м, длина створа составляет 1,24 км. Сооружение принадлежит ко II классу.

Были определены основные гидрологические данные, включающие в себя расход обеспеченностью 0,1% -  $Q_{0,1\%} = 1374,5 \text{ м}^3/\text{с}$  и средний многолетний расход  $Q_{\text{ср.мнгл}} = 75,8 \text{ м}^3/\text{с}$ . Построена кривая зависимости расходов воды от уровней.

Далее с помощью водно-энергетических расчетов рассчитаны кривые обеспеченности расходов, определен режим сработки наполнения водохранилища, построены интегральные графики нагрузки. Получены значения установленной мощности и средней многолетней выработки  $N_{\text{уст}} = 45 \text{ МВт}$  и  $\mathcal{E}_{\text{срмного}} = 181 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$ .

Исходя из ранних расчетов выбрано основное энергетическое оборудование, а именно гидротурбина ПЛ40а-В-335 и гидрогенератор ВГС 525/125-28. Подобрана часть вспомогательного оборудования.

Определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения (считая от правого берега):

- Глухая земляная правобережная плотина длиной 173 м;
- Водосливная плотина длиной 80 м;
- Станционная бетонная плотина длиной 40 м;
- Глухая бетонная плотина длиной 22 м;
- Глухая земляная левобережная плотина длиной 928 м.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. По результатам оценки плотина Сабанкульского гидроузла отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Были разработаны технологии возведения перемычек и грунтовой плотины, проходка туннеля, укладка бетона, земляные и буровзрывные работы.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- удельные капиталовложения – 70844,4 руб./кВт;
- индекс прибыльности – 1,13
- себестоимость производства электроэнергии – 0,27 руб./кВт·ч;
- срок окупаемости станции 540 месяц с начала строительства.

Анализируя полученные в ходе расчета данные можно сказать, что проект экономически обоснован.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005г. 114с.
2. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
3. Василев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. 36 с.
4. Васильев Ю.С. «Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций»: Учебное пособие/ Ю.С. Васильев, И.С. Саморуков, С.Н. Хлебников Санкт-Петербург Издательство СПбГТУ 2002.
5. Ерахтин Б.М. Методическое указание. Пропуск строительных расходов I и II очереди, перекрытие русла реки. Гидравлические расчеты. - Б.М. Ерахтин, В.М. Ерахтин «Строительство гидроэлектростанций в России» - 40 с.
6. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затеева Е.Ю. - Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
7. Киселева П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. - 312 с.
8. Лыбина Т.А. Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методические указания по 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, 2015. – 88 с.
9. Мосин К.Ю. Гидрология: метод. указания к практическим занятиям для студентов / сост.: К.Ю. Мосин. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 52 с.
10. Новоженин В.Д. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
11. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчеты режима ГЭС / Под ред. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: «Сибирский федеральный университет»; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108 с
12. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС/ Под ред. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. - Саяногорск; Черемушки: «Сибирский Федеральный университет»; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 с.

13. Фомичева Н.Н. Гидрология и регулирование сток: Учебное пособие/ Н.Н. Фомичева, Перфильев А.А. – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. водн. Трансп., 2009.
14. Фомичева Н.Н. Гидрология и регулирование стока: Учебное пособие/ Н.Н. Фомичева, Перфильев А.А. – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. водн. Трансп., 2009.
15. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
16. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
17. Подготовка и оформление выпускной квалификационной работы. Порядок предоставления на выпускающие кафедры Саяно-Шушенского филиала СФУ материалов от выпускников. Требования к конкурсной учебной работе, предъявляемые оргкомитетом ежегодного конкурса студенческих проектов «Энергия развития»: учебно-методическое пособие / сост. В. И. Татарников, М. Ф. Носков, Н. В. Лебедева, А. И. Полежаева, К. П. Синельникова, Н. С. Щербакова; под общей ред. А. А. Чабановой. – 2-е изд., перераб. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2022. – 52 с.
18. Пособие по проектированию бетонных и железобетонных конструкций из тяжелого бетона без предварительного напряжения арматуры (к СП 52-101-2003). «ЦНИИПромзданий», НИИЖБ. - М.: ОАО «ЦНИИПромзданий», 2005. - 214 с.
19. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ (ред. От 24.12.2002) // Собр. Законодательства Рос. Федерации. – Постановлением Правительства РФ от 01.09.2020 N 1334
20. Постановления Правительства РФ № 986 от 02.11.2013г. «О классификации гидротехнических сооружений».
21. Постановления Правительства РФ от 5 октября 2020 года N 1607 «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений».
22. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»
23. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. Приказом ОАО «РусГидро» от 30.07.2012 № 665. – 296 с.
24. СТО РусГидро 02.01.109 – 2013 Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла – Введ. Приказом ОАО «РусГидро» от 31.01.2013 № 70. — 51 с.

25. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 324. – 52 с.
26. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 310. – 54 с.
27. СТО 7.5–07–2021 Стандарт университета. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 2021 – 12 – 07 – Красноярск: Сибирский федеральный университет. – 61 с.
28. СП 38.13330.2010. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – Введен в действие с 117.02.2019. – 158 стр.
29. СП 40.13330.2012-85. Плотины бетонные и железобетонные. – Введен в действие с 01.01.2013. – 167 стр.
30. 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.
31. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - ИСПОЛНИТЕЛЬ — АО «ВНИИГим. Б.Е. Веденеева» – Введен в действие с 17 июня 2020 г. – 67 стр.
32. СП 63.13330.2018 Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения СНиП 52-01 – 2003. - ИСПОЛНИТЕЛЬ — АО «НИЦ «Строительство» — НИИЖБ им. А.А. Гвоздева» – Введен в действие от 19 декабря 2018 г. № 832/при введен в действие с 20 июня 2019 г.
33. ТЕР-2001-37 СПб Сборник N 37. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических соединений. – Введ. 01.01.2002. - Комитетом экономического развития, промышленной политики и торговли приказом №223 от 07.09.2001, распоряжением № 582-р от 20.12.2007. – 93 с.
34. ТЕР 81-02-36-2001 Часть 36. Земляные конструкции гидротехнических сооружений. - Введ. Приказом Министерства строительства, энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Карачаево-Черкесской Республики от 24.03.2010 №25. – 6 с
35. ВОПРОСУ О СЕЙСМИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ БАШКОРТОСТАНА // Уфимский филиал МГГУ им. М.А. Шолохова 2 ОАО «Башнефтегеофизика» – URL: [http://ig.ufaras.ru/File/conf2010/31\\_10.pdf](http://ig.ufaras.ru/File/conf2010/31_10.pdf) (дата обращения: 03.06.22).
36. Все реки // Информационный сайт о реках России – URL: [http://vsereki.ru/reki-vnutrennego-stoka/bassejn-kaspijskogo-morya/yuryuzan\\_\\_](http://vsereki.ru/reki-vnutrennego-stoka/bassejn-kaspijskogo-morya/yuryuzan__) (дата обращения: 03.06.22).
37. Системный оператор единой энергетической системы // Официальный сайт. – 1927-2021. – URL: <http://so-ups.ru> (дата обращения: 30.05.22)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно-энергетические расчеты

Месца, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность N <sub>гар</sub> , МВт
	Бытовой расход Q <sub>быт</sub>	потери на				Полезный бытовой расход Q <sub>под.б.</sub>	Расход из водохранилища Q <sub>вдхр.</sub>	Расход ВХК Q <sub>ВХК</sub>	Расход через турбины Q <sub>ТЭС</sub>	Расход холодных сбросов Q <sub>х.сбр.</sub>	Расход нижнего бьефа Q <sub>НБ</sub>	Объём начальный V <sub>нач.</sub>	Приращение объёма ΔV	Объём конечный V <sub>кон.</sub>	верхнего бьефа			Отметка НБ Z <sub>НБ</sub>			
		Шлюзование Q <sub>шл.</sub>	Фильтрация Q <sub>ф.</sub>	Испарение Q <sub>исп.</sub>	Льдообразование Q <sub>лд.</sub>										Начальная отметка Z <sub>нач.ВБ</sub>	Конечная отметка Z <sub>кон.ВБ</sub>	Средняя отметка Z <sub>ср.ВБ</sub>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Мес.	Q <sub>быт</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>шл.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ф.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>исп.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>лд.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>под.б.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вдхр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ТЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>х.сбр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>нач.</sub> , км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	V <sub>кон.</sub> , км <sup>3</sup>	Z <sub>нач.ВБ</sub> , м	Z <sub>кон.ВБ</sub> , м	Z <sub>ср.ВБ</sub> , м	Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ТЭС</sub> , м	N <sub>гэс</sub> , МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
VIII	28	0	0	0	0	28	11	50	39	0	39	3,428	0,0	3,399	180,00	179,84	179,92	140,00	38,42	13	VXK
IX	28	0	0	0	0	27	12	50	39	0	39	3,399	0,0	3,368	179,84	179,67	179,75	140,01	38,25	13	VXK
X	23	0	0	0	0	23	82	50	105	0	105	3,368	0,2	3,156	179,67	178,49	179,08	141,67	35,91	32	32
XI	24	0	0	0	2	22	134	50	156	0	156	3,156	0,3	2,809	178,49	176,61	177,55	142,55	33,50	44	44
XII	18	0	0	0	2	16	151	50	167	0	167	2,809	0,4	2,417	176,61	174,30	175,45	142,71	31,24	44	44
I	14	0	0	0	1	13	115	50	128	0	128	2,417	0,3	2,119	174,30	172,19	173,24	142,11	29,64	32	32
II	16	0	0	0	1	15	33	50	48	0	48	2,119	0,1	2,034	172,19	171,51	171,85	140,26	30,09	12	VXK
III	19	0	0	0	1	17	32	50	49	0	49	2,034	0,1	1,951	171,51	170,81	171,16	140,31	29,35	12	VXK
IV	33	0	0	0	1	32	20	50	52	0	52	1,951	0,1	1,899	170,81	170,36	170,58	140,38	28,70	13	VXK
V	342	0	0	3	-4	342	-300	50	42	0	42	1,899	-0,8	2,676	170,36	175,87	173,11	140,09	31,52	11	VXK
VI	306	0	0	3	-4	307	-270	50	37	0	37	2,676	-0,7	3,376	175,87	179,71	177,79	139,93	36,36	11	VXK
VII	58	0	0	1	0	58	-20	50	38	0	38	3,376	-0,1	3,428	179,71	180,00	179,85	139,95	38,40	12	VXK

Рисунок А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году гарантированной мощности

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

Мес.	Q <sub>быт</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>дл</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>всп</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>д</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вод.б.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вах.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ГЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>с.сбв.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>нб.</sub> , м <sup>3</sup> /с	У <sub>ввч.</sub> , км <sup>3</sup>	ΔУ, км <sup>3</sup>	У <sub>ков.</sub> , км <sup>3</sup>	Z <sub>нач.ВБ</sub> , М	Z <sub>кон.ВБ</sub> , М	Z <sub>ср.ВБ</sub> , М	Z <sub>нб.</sub> , М	НГЭС, М	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>хар.</sub> , МВт	Э <sub>млн</sub> кВт.час
VIII	32	0	0	0	0	31	10	50	41	0	190	3,43	0,03	3,40	180,00	179,85	179,93	143,01	36,51	13	ВХК	9
IX	29	0	0	0	0	28	12	50	40	0	40	3,40	0,03	3,37	179,85	179,68	179,77	140,03	39,33	13	ВХК	10
X	24	0	0	0	0	24	77	50	101	0	101	3,37	0,20	3,17	179,68	178,58	179,13	141,58	37,15	32	32	23
XI	19	0	0	0	2	16	134	50	150	0	150	3,17	0,35	2,82	178,58	176,69	177,63	142,47	34,77	44	44	32
XII	17	0	0	0	2	15	144	50	159	0	159	2,82	0,37	2,45	176,69	174,52	175,60	142,60	32,61	44	44	32
I	12	0	0	0	1	11	110	50	121	0	121	2,45	0,29	2,17	174,52	172,55	173,53	141,98	31,15	32	32	23
II	13	0	0	0	1	12	42	50	54	0	54	2,17	0,11	2,06	172,55	171,70	172,12	140,44	31,28	14	ВХК	10
III	15	0	0	0	1	13	35	50	48	0	48	2,06	0,09	1,97	171,70	170,94	171,32	140,28	30,64	13	ВХК	9
IV	35	0	0	0	1	33	12	50	45	0	45	1,97	0,03	1,94	170,94	170,67	170,81	140,19	30,22	12	ВХК	8
V	404	0	0	3	-4	405	-355	50	50	0	50	1,94	-0,92	2,86	170,67	176,87	173,77	140,32	33,05	14	ВХК	10
VI	206	0	0	3	-4	207	-205	50	2	0	2	2,86	-0,53	3,39	176,87	179,77	178,32	138,64	39,28	1	ВХК	1
VII	73	0	0	1	0	72	-16	50	56	0	56	3,39	-0,04	3,43	179,77	180,00	179,89	140,51	38,98	19	ВХК	13

Рисунок Б.1 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

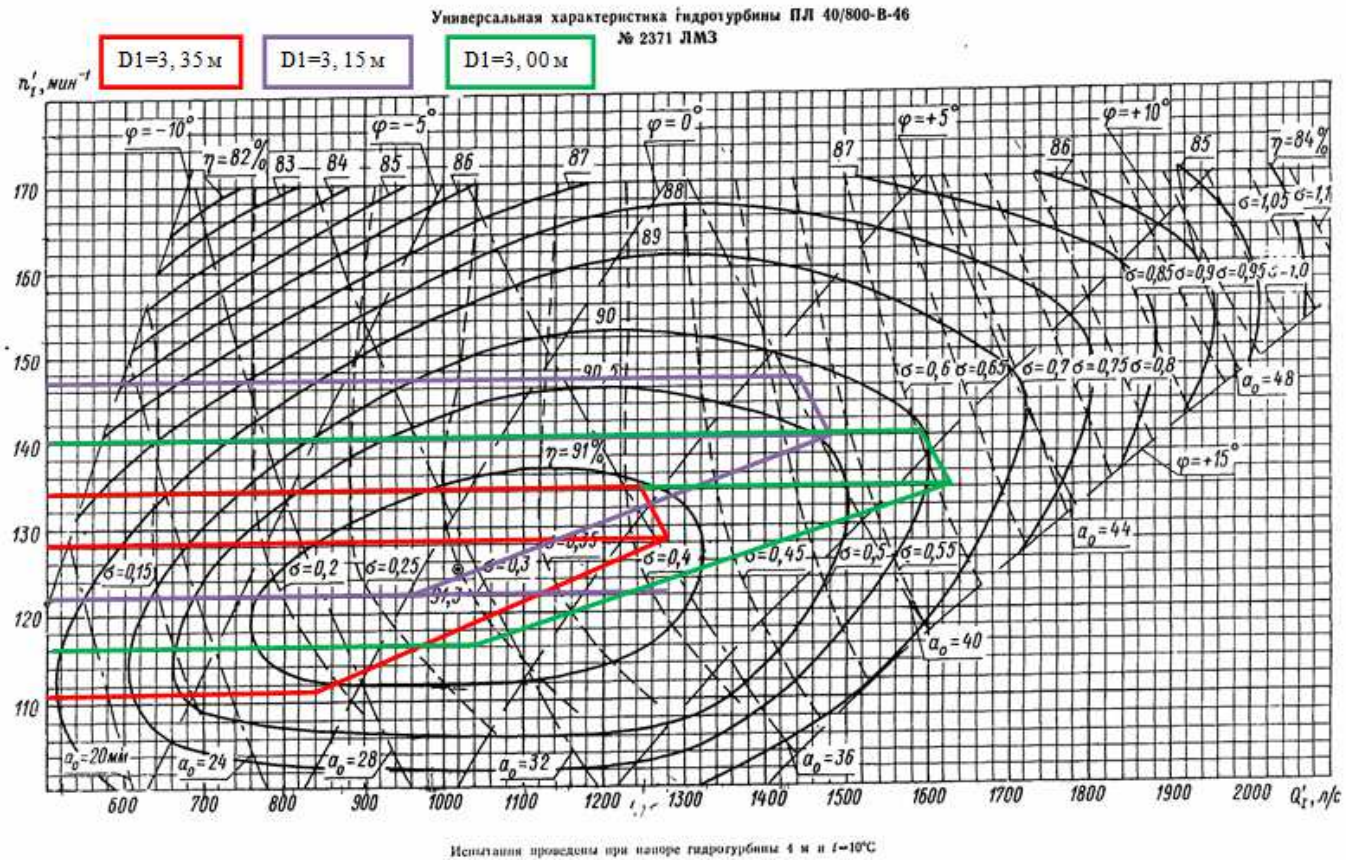


Рисунок В.1 – Зона работы для ГТ ПЛ40а-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Основное и вспомогательное оборудование

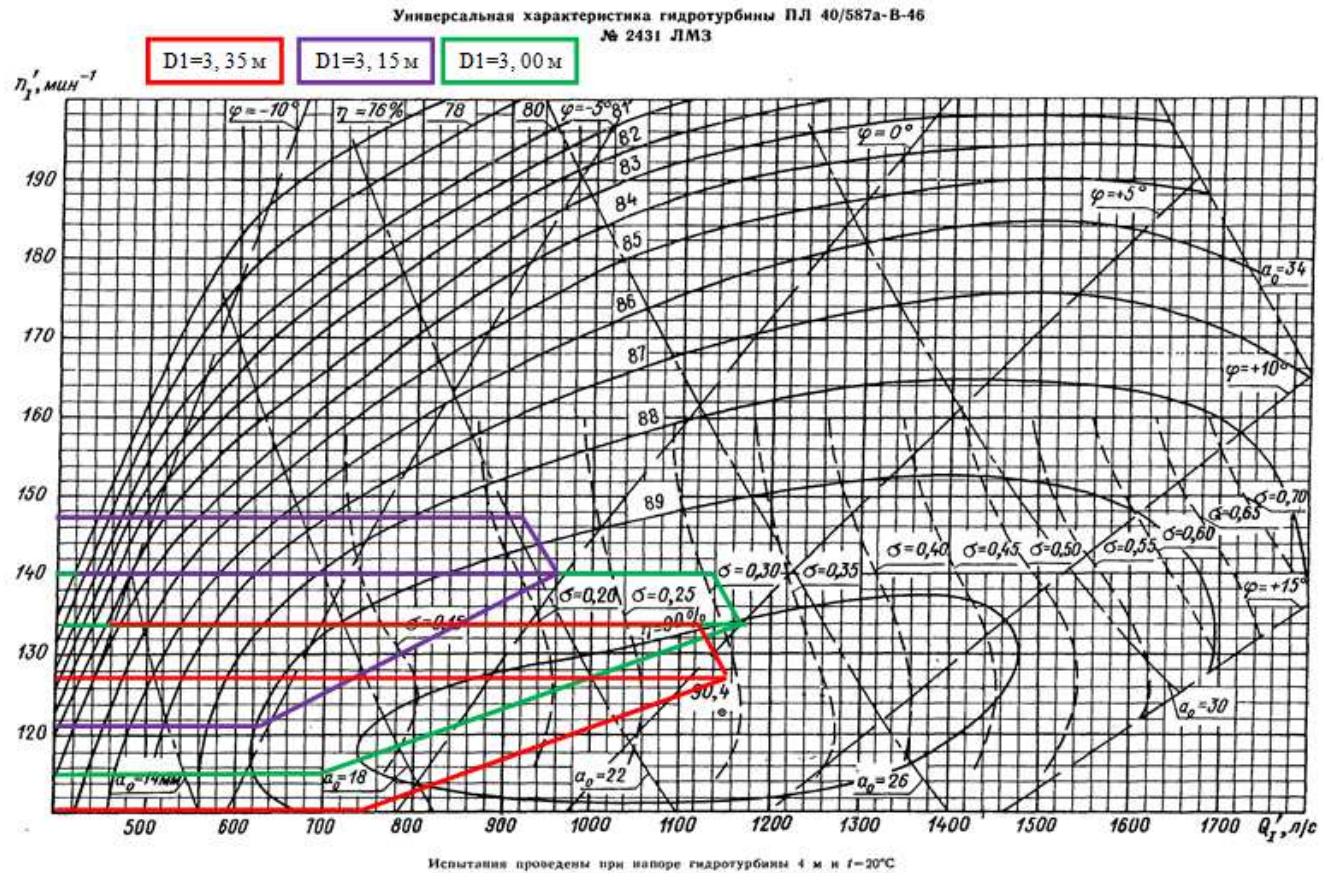


Рисунок Г.1 – Зона работы для ГТ ПЛ40б-В



## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Основное и вспомогательное оборудование

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 40/800-В-46 (к универсальной характеристике № 2371 ЛМЗ)

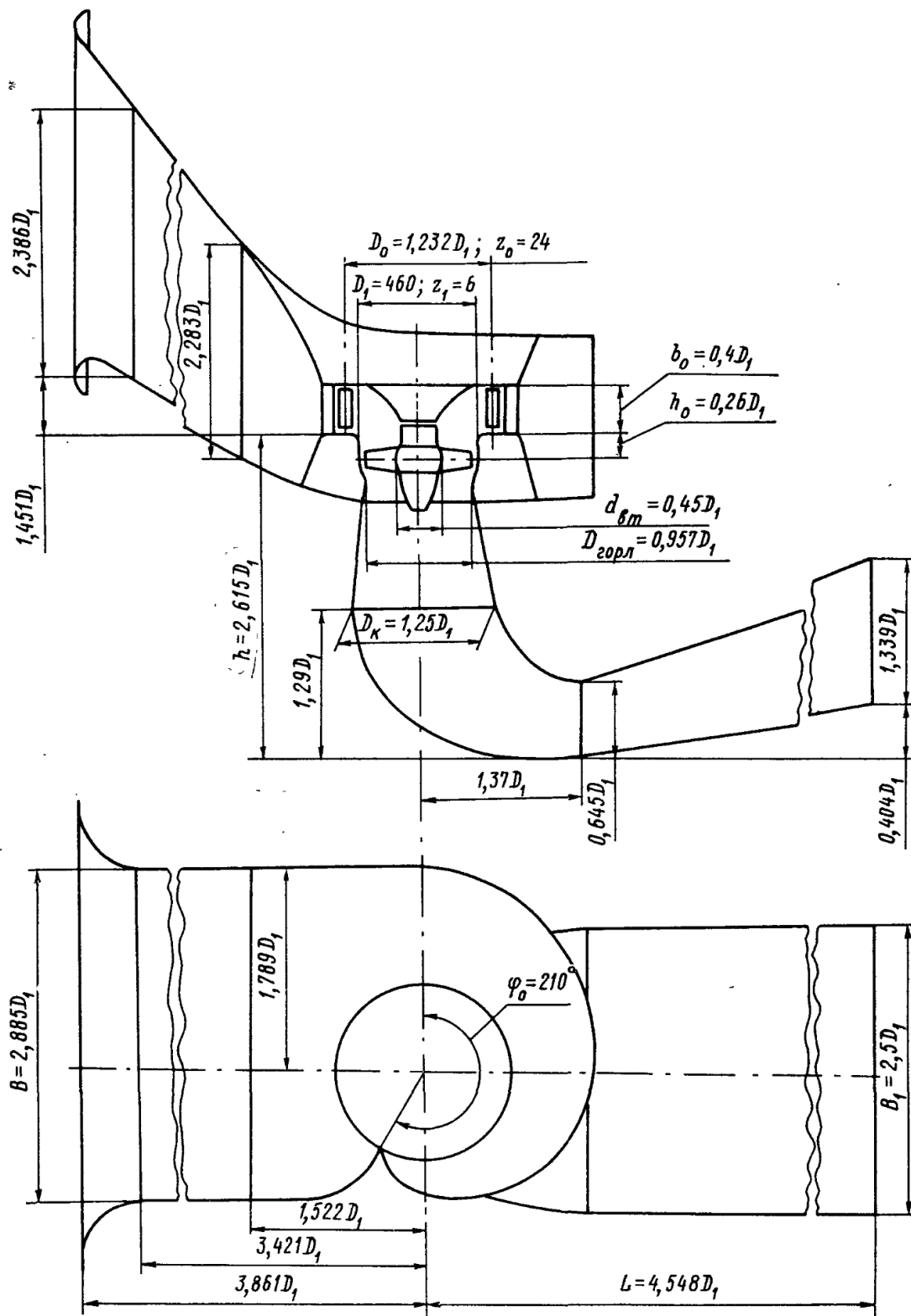


Рисунок Д.1 – Проточная часть модели турбины ПЛ 40/800-В-46

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Основное и вспомогательное оборудование

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 40/587а-В-46 (к универсальной характеристике № 2431 ЛМЗ)

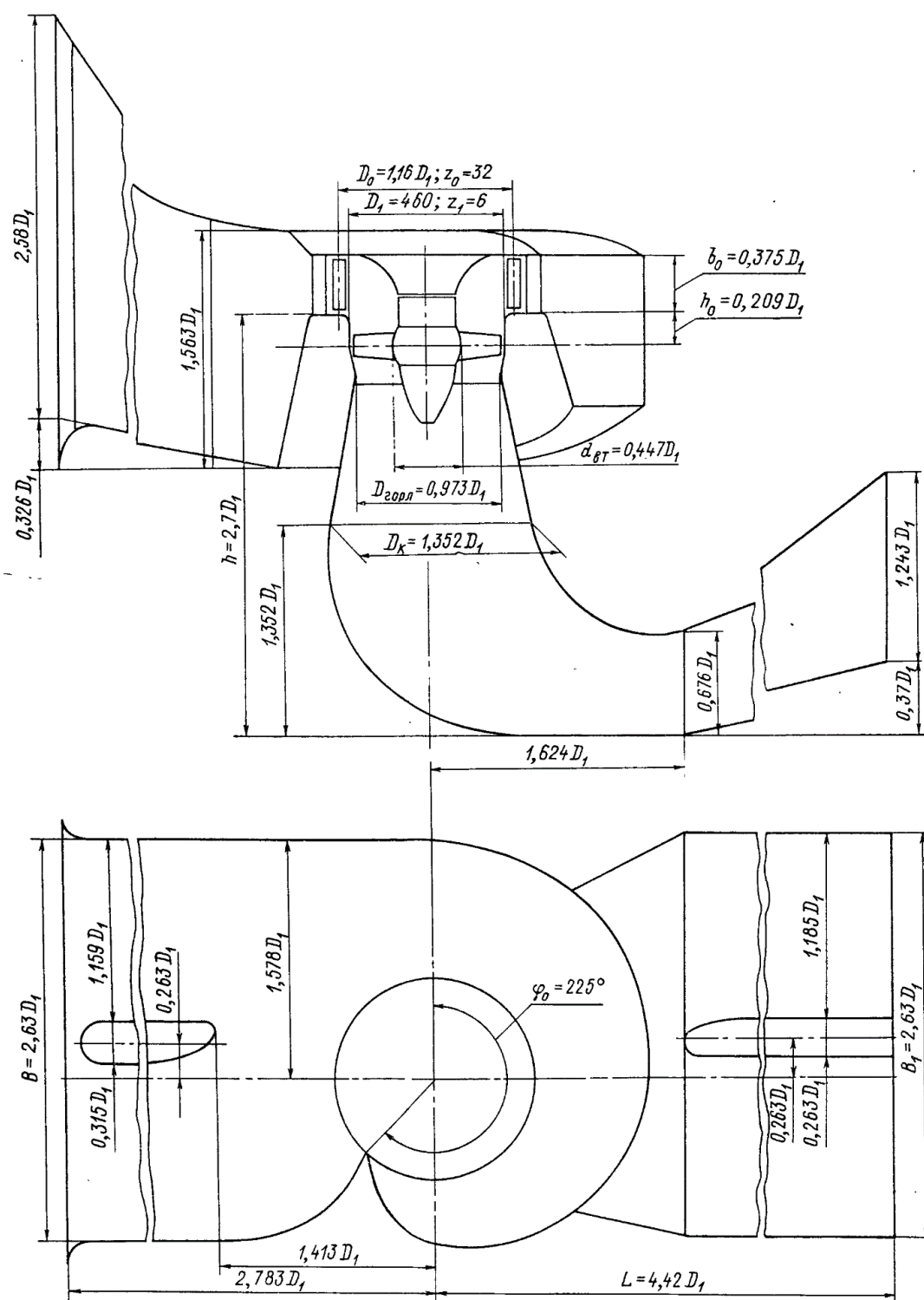


Рисунок Е.1 – Проточная часть модели турбины ПЛ 40/387а -В-46

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Основное и вспомогательное оборудование

Номенклатурные диаметры рабочих колес $D_1$ , диаметры расположения осей лопаток направляющего аппарата $D_0$ , количество направляющих лопаток $z_0$ и основные размеры статоров													
$D_1$ , мм	$D_0$ , мм	$z_0$	Для бетонной спиральной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			$D_b$	$D_a$	$D_4$	$\approx R$	$h_1$	$h_2$	$D_b$	$D_a$	$D_4$	$R$	$h$
1800	2200	16	—	—	—	—	—	—	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	—	—	—	—	—	—	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	—	—	—	—	—	—	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	6000	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	10000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	—	—	—	—	—
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	—	—	—	—	—
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	—	—	—	—	—
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	—	—	—	—	—

Рисунок Ж.1 – Номенклатурные диаметры рабочих колес

## ПРИЛОЖЕНИЕ И

### Основное и вспомогательное оборудование

Величина	Сечения											
	<b>вх</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>вых</b>
$a_i$	5,99	5,65	5,30	4,95	4,61	4,26	3,91	3,57	3,22	2,87	2,53	2,18
$r_i$	2,64	2,51	2,38	2,25	2,12	1,99	1,87	1,74	1,61	1,48	1,35	1,22
$b_i$	2,85	2,81	2,78	2,74	2,71	2,68	2,64	2,61	2,57	2,54	2,50	2,47
$r_k$	1,14	1,13	1,11	1,10	1,08	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,00	0,99
$\frac{r_k}{r_a}$	0,13	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07	0,05	0,04	0,03	0,01	0,00	-0,01
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	2,40	2,26	2,12	1,98	1,84	1,70	1,57	1,43	1,29	1,15	1,01	0,87
$\frac{r_i}{r_a}$	0,87	0,81	0,75	0,68	0,61	0,53	0,45	0,36	0,25	0,14	0,01	-0,14
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	2,31	2,05	1,79	1,54	1,30	1,06	0,84	0,62	0,41	0,21	0,01	-0,17
$b_i \ln \frac{r_i}{r_a}$	10,63	10,50	10,37	10,24	10,11	9,98	9,85	9,72	9,60	9,47	9,34	9,21
$r_k \cdot ctg \gamma$	1,39	1,24	1,10	0,96	0,82	0,68	0,54	0,40	0,27	0,14	0,01	-0,12
$r_k \cdot ctg \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a}$	1,30	1,17	1,04	0,91	0,78	0,65	0,53	0,40	0,27	0,14	0,01	-0,12
$m_i$	2,40	2,16	1,92	1,68	1,45	1,22	1,00	0,79	0,59	0,39	0,20	0,02
$J_i$	209	188	167	146	126	106	87	69	51	34	17	1
$\varphi_i$	5,99	5,65	5,30	4,95	4,61	4,26	3,91	3,57	3,22	2,87	2,53	2,18

Рисунок И.1 – Данные расчетов спиральной камеры

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### Основное и вспомогательное оборудование

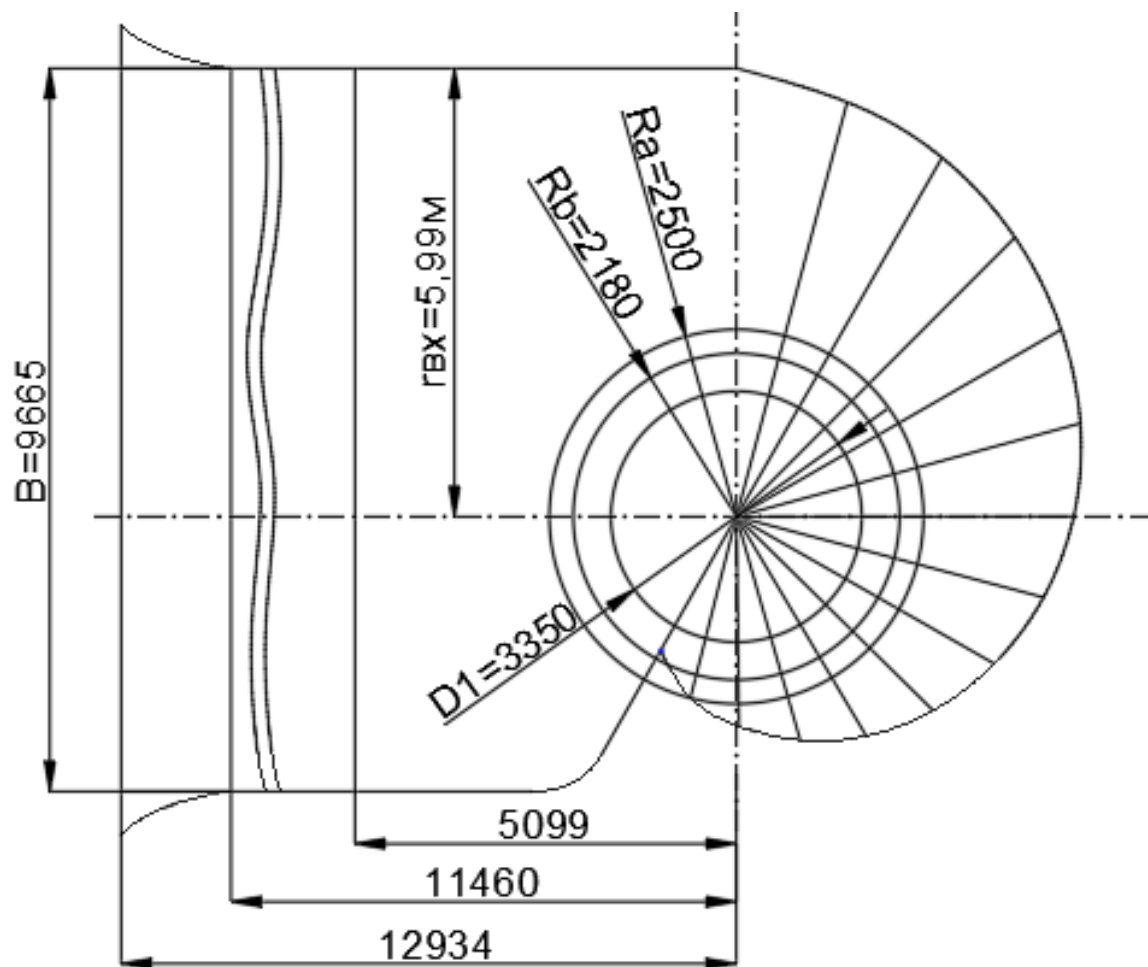


Рисунок К.1 – План спирали

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### Основное и вспомогательное оборудование

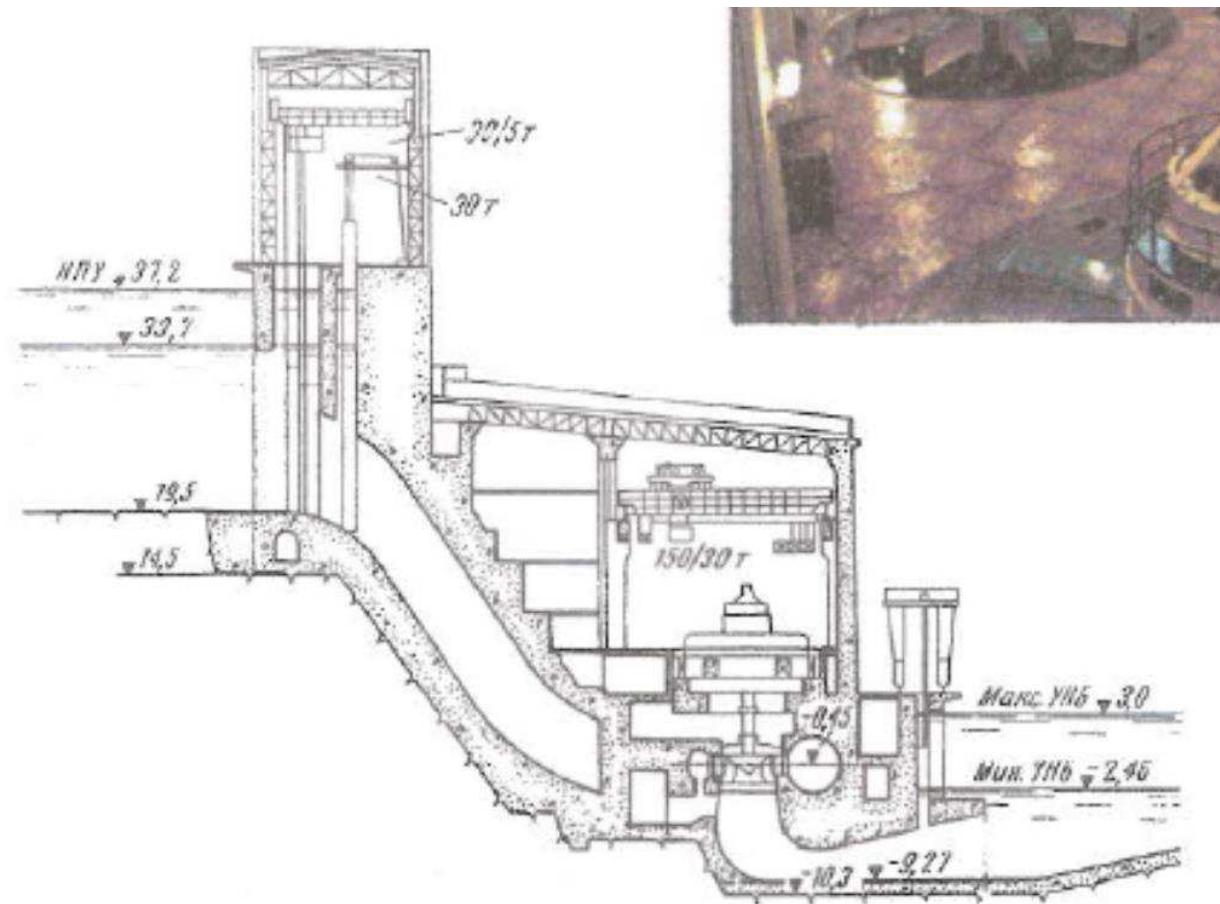



Рисунок Л.1 – ГЭС аналог Князегубская

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал  
институт  
Гидротехнических сооружений и гидравлических машин  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

  
подпись  
« 14 »


А.А. Ангрелес  
инициалы, фамилия  
06 2022г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ САБАНКУЛЬЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЮРИЮЗАНЬ.  
ПОДВОДНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ  
ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И ПРИМЫКАЮЩИХ К НИМ  
УЧАСТКОВ НЕУКРЕПЛЕННОГО РУСЛА**

тема

Руководитель   
подпись, дата

Инженер II категории СМГТС  
Филиал ПАО «РусГидро»  
Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного  
должность, место работы

С.И. Глущенко  
инициалы, фамилия

Выпускник   
подпись, дата

И.А. Бояринцева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022



Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Соборской ГЭС  
на реке Иравади. Подводно-техническое обследование существующих гидротехнических  
сооружений и проектирование и монтаж машинной гидротехнической русла  
название БР

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

А.А. Андрияс  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчеты

Э.И. Замесов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

А.В. Карамышев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Е.В. Дурасов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Организация и производство  
гидротехнических работ

Т.Ю. Головинова  
подпись, дата      инициалы, фамилия  
7.05.2022

Пожарная безопасность. Охрана труда

М.П. Рогов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А. Кадышев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Лапасов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

К.И. Сидельникова  
подпись, дата      инициалы, фамилия