

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство  
код - наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИШИМБАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.  
ВОЗВЕДЕНИЕ ДИАФРАГМЫ В ТЕЛЕ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ  
МЕТОДОМ БУРОНАБИВНЫХ СВАЙ «СТЕНА В ГРУНТЕ»**

тема

Руководитель \_\_\_\_\_ К.Ю. Мосин  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ Р.Г. Блажнов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ишимбайской ГЭС на реке Белая. Возведение диафрагмы в теле грунтовой плотины методом буронабивных свай «стена в грунте»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя	_____	К.Ю. Мосин
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчёты	_____	А.А. Кузнецов
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	А.В. Масленникова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____	Н.П. Ульянова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	_____	Т.Ю. Голошинова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	В.Б. Затеев
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	В.А. Кадычegov
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	_____	В.В. Лопасова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	А.А. Чабанова
	подпись, дата	инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Ишимбайской ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общая часть .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	10
1.1.4 Сейсмические данные .....	11
1.2 Энерго-экономическая характеристика района .....	11
1.2.1 Энергохарактеристика района .....	11
2 Водно-энергетические расчеты .....	14
2.1 Исходные данные .....	14
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	16
2.2.1 Выбор расчетного средневодного года ( $P = 50\%$ ) .....	19
2.2.2 Корректировка расчётного средневодного года ( $P = 50\%$ ) .....	19
2.2.3 Выбор расчетного маловодного года ( $P = 90\%$ ) .....	19
2.2.4 Корректировка расчётного маловодного года ( $P = 90\%$ ) .....	20
2.3 Построение графиков нагрузки энергосистемы .....	21
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки .....	21
2.3.2 Построение интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периода.....	22
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок	26
2.5 Водноэнергетический расчет .....	28
2.5.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	28
2.6 Водно – энергетические расчеты режимаработы ГЭС в маловодном году	31
2.7 Водно – энергетическиерасчеты режимаработы ГЭС в средневодном году	34
2.8 Баланс мощностей энергосистемы .....	36
2.8.1 Определение установленной мощности проектируемой станции .....	36
2.8.2 Определение рабочих мощностей и резервов, существующих ГЭС и тепловых станций .....	37
2.9 Капитальные ремонты оборудования.....	38
2.10 Существующие ГЭС энергосистемы Урала.....	39
2.11 Определение максимального расчетного расхода .....	42
3 Основное и вспомогательного оборудования.....	44
3.1 Выбор типа и числа агрегатов .....	44
3.1.1 Построение режимного поля .....	44

3.1.2	Выбор системы и типа турбины .....	46
3.1.3	Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	51
3.2	Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы .....	51
3.3	Гидромеханический расчет спиральной камеры .....	54
3.4	Выбор типа серийного гидрогенератора .....	55
3.5	Выбор маслонапорной установки .....	56
3.6	Выбор диаметра вала гидротурбины .....	58
4	Компоновка и сооружения гидроузла .....	59
4.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины и гребня быка .....	59
4.1.2	Определение высоты ветрового нагона .....	59
4.1.3	Определение высоты волны 1% обеспеченности .....	60
4.1.4	Расчет положения кривой депрессии для плотины с диафрагмой и дренажным банкетом на водонепроницаемом основании .....	63
4.1.5	Оценка фильтрационной прочности грунтов .....	66
4.1.6	Расчет устойчивости низового откоса методом круглоцилиндрической поверхности .....	67
4.2	Гидравлические расчеты .....	71
4.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	71
4.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	73
4.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае .....	74
4.2.4	Построение профиля водосливной грани .....	75
4.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	77
4.4	Расчет водобойной стенки .....	79
4.4.1	Расчет сопряжения бьефов за водобойной стенкой .....	80
4.5	Конструирование плотины .....	84
4.5.1	Определение ширины подошвы плотины .....	84
4.5.2	Назначение быков .....	86
4.5.3	Разрезка тела плотины швами .....	86
4.5.4	Конструирование устоев .....	87
4.5.5	Конструирование отдельных элементов подземного контура. Понур .....	88
4.5.6	Дренажные устройства .....	88
4.6	Конструктивные элементы нижнего бьефа .....	88
4.6.1	Расчет первой плиты водобоя .....	89
4.6.2	Расчет второй плиты водобоя .....	92
4.6.3	Рисберма .....	94
4.6.5	Расчет первой плиты рисбермы против опрокидывания .....	98
4.6.6	Расчет второй плиты рисбермы против опрокидывания .....	99
4.6.7	Расчет третьей плиты рисбермы против опрокидывания .....	99
4.7	Фильтрационный расчет .....	100
4.7.1	Построение эпюры фильтрационного давления методом удлиненной контурной линии .....	100
4.8	Статический расчет плотины .....	105

4.8.1	Вес сооружения и механизмов.....	105
4.8.2	Сила гидростатического давления воды .....	107
4.8.3	Равнодействующая сила взвешивающего давления .....	109
4.8.4	Сила фильтрационного давления .....	111
4.8.5	Нагрузки, действующие на понур .....	113
4.8.6	Давление наносов .....	115
4.8.7	Активное давление грунта .....	116
4.8.8	Определение пассивного давления грунта.....	118
4.8.9	Определение нагрузки от волнового давления .....	119
4.9	Расчёт прочности плотины .....	121
4.9.1	Критерии прочности плотины .....	126
4.9.2	Расчёт устойчивости плотины .....	127
5	Организация строительства .....	129
5.1	Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах.....	129
5.1.1	Первый этап .....	129
5.1.2	Расчет перемычек первой очереди с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло .....	130
5.1.3	Определяем тип и конструкцию перемычек .....	131
5.1.4	Осушение котлована 1-й очереди.....	134
5.1.5	Разработка котлована I очереди.....	134
5.2	Бетонные работы.....	136
5.2.1	Приготовление бетонной смеси.....	137
5.2.2	Выбор транспортной схемы бетонных работ.....	137
5.2.3	Опалубочные работы.....	138
5.2.4	Арматурные работы .....	139
5.2.5	Подготовка блока к бетонированию.....	139
5.2.6	Уход за бетоном.....	140
5.2.7	Контроль качества бетонных работ .....	140
5.2.8	Зимнее бетонирование .....	141
5.3	Расчет пропуска максимального строительного расхода через донные отверстия.....	142
5.4	Второй этап – перекрытие русла.....	144
5.5	Третий этап.....	146
5.6	Четвертый этап.....	147
5.7	Пятый этап .....	147
5.8	Определение объемов и времени выполнения работ.....	148
6	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ишимбайской ГЭС.....	150
6.1	Флора и фауна реки .....	150
6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	150
6.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	151
6.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	153

6.5	Противопожарная безопасность .....	154
7	Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .	157
7.1	Оценка объемов продаж.....	157
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	158
7.3	Налоговые расходы .....	159
7.4	Оценка суммы прибыли .....	160
7.5	Оценка инвестиционного проекта .....	161
7.5.1	Методология и исходные данные .....	161
7.5.2	Показатели коммерческой эффективности проекта .....	162
7.5.3	Бюджетная эффективность .....	162
7.6	Анализ чувствительности .....	163
8	Возведение диафрагмы в теле грунтовой плотины методом буронабивных свай «стена в грунте» .....	165
8.1	Применение грунтоцементных конструкций в гидротехническом строительстве .....	165
8.2	Общие сведения .....	166
8.3	Технология возведения противофильтрационного элемента в теле и основании плотины способом «стена в грунте» на Ишимбайской ГЭС.....	168
8.3.1	Бурение скважин.....	169
8.3.2	требования к материалам для приготовления глиноцементобетона	170
8.3.3	Приготовление и транспортировка глиноцементобетонной смеси на строительную площадку .....	170
8.3.4	Бетонирование скважин .....	171
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		174
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....		176

## Сокращенный паспорт Ишимбайской ГЭС

Наименование ГЭС Ишимбайская ГЭС на реке Белая;  
Местонахождения ГЭС Республика Башкартастан;  
Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

- Среднеголетний 432 м<sup>3</sup>/с
- Всех турбин 702 м<sup>3</sup>/с
- Минимальный 176 м<sup>3</sup>/с

Среднемесячный паводочный расход

- Обеспеченность 0,1% 3095 м<sup>3</sup>/с
- Обеспеченность 0,01% 3448 м<sup>3</sup>/с

Отметки уровня ВБ

- НПУ 155 м
- ФПУ 156 м
- УМО 146,55 м

Отметки уровня НБ

- Максимальный 107,9 м
- Минимальный 101,75 м

Характер регулирования стока – годичное  
Полезный объем водохранилища - 9,2 км<sup>3</sup>

Напоры ГЭС

- Максимальный 52,5 м
- Расчетный 45,7 м
- Минимальный 41,7 м

Энергетические характеристики

- Установленная мощность 285 МВт
- Среднеголетняя выработка электроэнергии 2,46 млрд. кВт/ч
- Число часов установленной мощности 8640 час.

Плотина

- Максимальная высота 78 м, общая длина 944 м
- Гравитационная водосбросная материал бетон
- Левобережная грунтовая материал песок
- Правобережная грунтовая материал песок
- Станционная русловая гравитационная материал бетон
- Центральная глухая гравитационная материал бетон

#### Водосброс

- Число пролетов с отверстиями 5
- Общая длина 100 м

#### Здание ГЭС

- Тип компоновки русловая
- Число агрегатов 3
- Размеры длина 72 м ширина 24 м

#### Основное оборудование

- Тип турбины ПЛ60-В – В60°-530
- Тип генератора СВ-850/190-40
- Частота вращения 150 об/мин

#### Технико-экономические показатели

- Период окупаемости 70 мес.
- Себестоимость электроэнергии 15 коп/кВт·ч
- Удельные капиталовложения 97704 руб/кВт



## ВВЕДЕНИЕ

Южно-Уральский гидроузел расположен в Республике Башкортостан на реке Белая. Левый и самый крупный приток Камы. Длина реки — 1430 км, площадь бассейна — 142000 км<sup>2</sup>. Для нормального развития экономики региона необходим опережающий рост энергетики.

Влияние Ишимбайской ГЭС на социально-экономические условия Республики Башкартастан заключается в максимальном использовании гидроэнергетических ресурсов реки Белая, что позволит существенно сократить дефицит электроэнергии.

При этом снижаются расходы на передачу за счет снижения передаваемой мощности потребителям, повышается качество электроэнергии, повышается электроснабжение. При возведении Высоконапорной приплотинной ГЭС решаются народнохозяйственные задачи:

- появление новых рабочих мест;
- конкурентно способная продукция.

ГЭС такого типа не нарушают экологического равновесия в регионе и позволяют получать дешевую, «экологически чистую» электроэнергию. Вдобавок река Белая станет чище, шуга и мусор не будут забивать водозабор, исчезнут перебои с водой весной и засушливым летом.

## **1 Общая часть**

Ишимбайская ГЭС расположена в республике Башкортостан на реке Белая в 2 км выше с. Новомаксютово.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Температура зимой составляет  $-15^{\circ}\text{C}$ , летом  $+20^{\circ}\text{C}$ . Годовая сумма осадков в среднем 500 мм/год; осадки в основном выпадают летом.

Расчетная скорость ветра на высоте 10 м 30 м/с (при 2% обеспеченности) и 20 м/с (при 20% обеспеченности).

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Основные притоки— реки Сим, Зилим, Нугуш, Уфа и Дема. Река Белая относится к бассейну реки Кама.

Длина реки — 1430 км, площадь бассейна — 142 тыс. кв. км. Питание реки, главным образом, снеговое. Средний годовой расход воды у Бирска — 858 куб. м/с. Река замерзает, как правило, во второй декаде ноября, вскрывается — в середине апреля.

Около 60 % годового стока проходит во время весеннего половодья (в среднем 75 дней). Средняя дата начала половодья — 10 апреля, окончания — 23 июля. Во время половодья мутность достигает 900 мг/л (в остальное время около 50 мг/л).

Исток находится в болотах к востоку от горы Иремель, второй по величине вершине Южного Урала, расположенной на северо-востоке Белорецкого района Башкортостана. Начало берёт у подножия хребта Аваляк на высоте 744 метров, близ деревни Новохусаиново Учалинского района. В верхнем течении берега Белой заболочены. Ниже села Тирлянский долина резко сужается, на отдельных участках склоны её круты, обрывисты, покрыты лесом. Ниже впадения правого притока реки Нугуш, по мере выхода на равнину, долина постепенно расширяется; после впадения реки Уфы Белая представляет собой типично равнинную реку.

Протекая по обширной пойме, изобилующей старицами, река образует много излучин и разбивается на рукава. Правый берег обычно более возвышен, чем левый.

#### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

В основании залегают твердые глинистые грунты.

## 1.1.4 Сейсмические данные

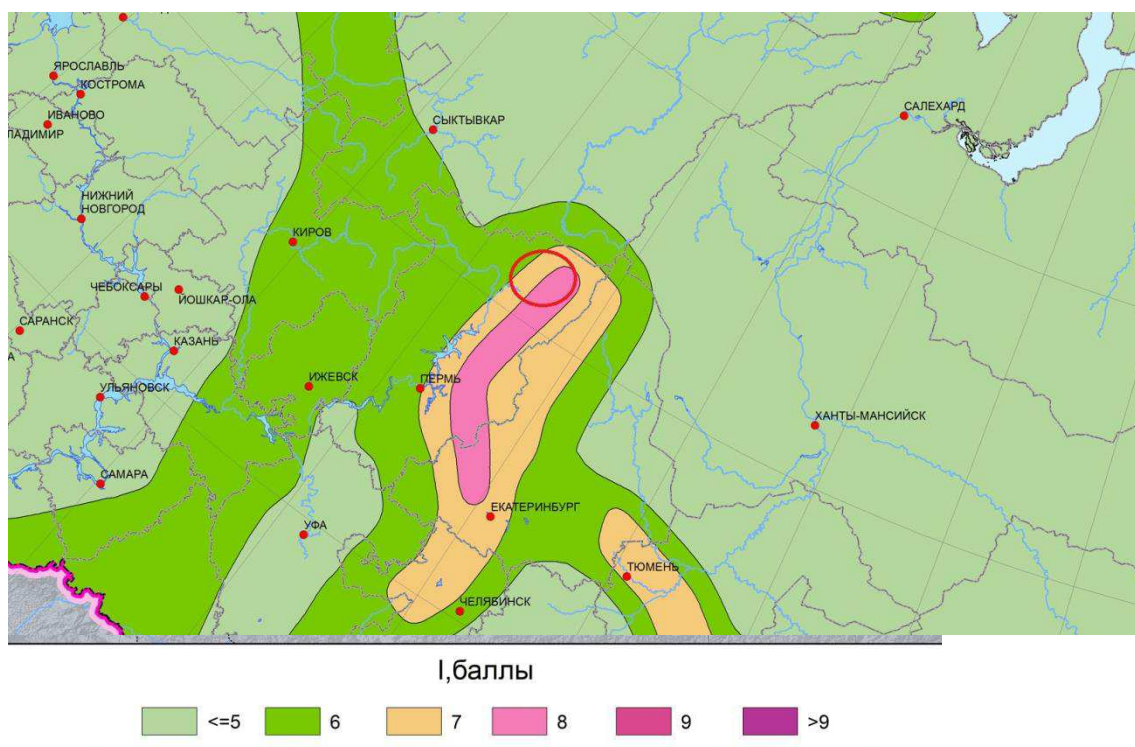


Рисунок 1.1 – Карта сейсмической активности России

Как видно на карте, представленной на рисунке 1.1, район гидроузла находится в опасном сейсмическом районе. По шкале сейсмической интенсивности 7 баллов. По официальным данным, предоставленным пресс-службой администрации города, в Березниках шесть провалов. Всего на территории Верхнекамского месторождения калийный и магниевых солей восемь провалов — вместе с самым первым, 1986 года, случившимся на березниковском калийном рудоуправлении (БКРУ) №3 и провалом в Соликамске.

## 1.2 Энерго-экономическая характеристика района

### 1.2.1 Энергохарактеристика района

ИЭС обслуживают промышленные и сельскохозяйственные предприятия 5 административных районов: Аургазинского, Гафурийского, Стерлибашевского, Стерлитамакского, Ишимбайского, а также 3-х городов –Стерлитамака, Салавата, Ишимбая.

Среди потребителей Ишимбайских электрических сетей такие гиганты индустрии как ООО «Газпром нефтехим Салават», АО «Башкирская содовая компания», ОАО «Синтез-Каучук», предприятия ПАО АНК «Башнефть» (дочернее общество ПАО "НК "Роснефть"), АО "Инман", АО "МК "Витязь", Башкирское отделение КЖД и другие.

Предприятия и ближайшие потребители в районе гидроузла:

- город Стерлитамак. Население 279 626 чел. (1 января 2018 г.), 99 км от предполагаемого гидроузла,
  - город Салават. Население 153 181 чел. (2017 г.), 81 км от предполагаемого гидроузла,
  - город Ишимбай. Население 65 422 чел. (2017 г.), 78 км от предполагаемого гидроузла,
  - ООО «Газпром нефтехим Салават», 83 км от предполагаемого гидроузла,
  - АО «Башкирская содовая компания», 100 км от предполагаемого гидроузла,
  - ОАО «Синтез-Каучук», 100 км от предполагаемого гидроузла,
  - Предприятия ПАО АНК «Башнефть» (дочернее общество ПАО "НК "Роснефть"), 82 км от предполагаемого гидроузла,
  - АО "Инман", 80 км от предполагаемого гидроузла,
  - АО "МК "Витязь", 81 км от предполагаемого гидроузла,
  - Башкирское отделение КЖД, 204 км от предполагаемого гидроузла,
- Особенности существующей или формируемой энергосистемы представлены в Таблице 1.1, Рисунок 1.2.

Таблица 1.1 – Установленная мощность электростанций по ОЭС Урала, МВт

	2017, факт	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ОЭС Урала	52714,9	53130,5	53360,3	53244,9	53279,9	53299,9	53314,9	53314,9
АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
ГЭС	1856,2	1871,2	1886,2	1901,2	1916,2	1921,2	1936,2	1936,2
ТЭС	49238,1	49603,6	49648,4	49418	49418	49418	49418	49418
ВЭС, СЭС	135,7	170,7	340,7	440,7	460,7	475,7	475,7	475,7

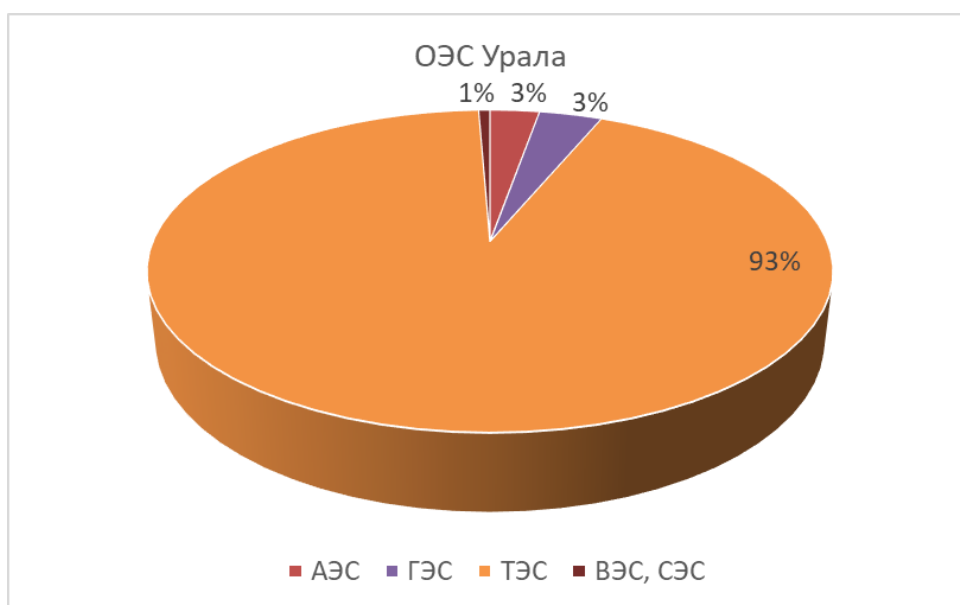


Рисунок 1.2 – Диаграмма распределения установленной мощности ОЭС Урала в 2019 году

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала, млрд кВт·ч, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала

	Факт	Базовый вариант							Ср. год. прирост за 2020 - 2027 гг., %
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	
ОЭС Урала, в т.ч.:	261,200	263,855	267,311	270,516	272,518	274,565	276,075	278,450	
Годовой темп, %	0,70	1,02	1,31	1,20	0,74	0,75	0,55	0,86	0,92
Энергосистема Республики Башкортостан	27,234	27,855	28,187	28,613	28,686	28,879	29,042	29,340	

Посмотрев схему и программу развития ОЭС на 2020-2027 гг. видно, что ближайшими подстанциями являются: Самаровка (220 кВ), Ашкадар (220 кВ), Кумертауская (220 кВ) и Белорецк (220 кВ), Рисунок 1.2.

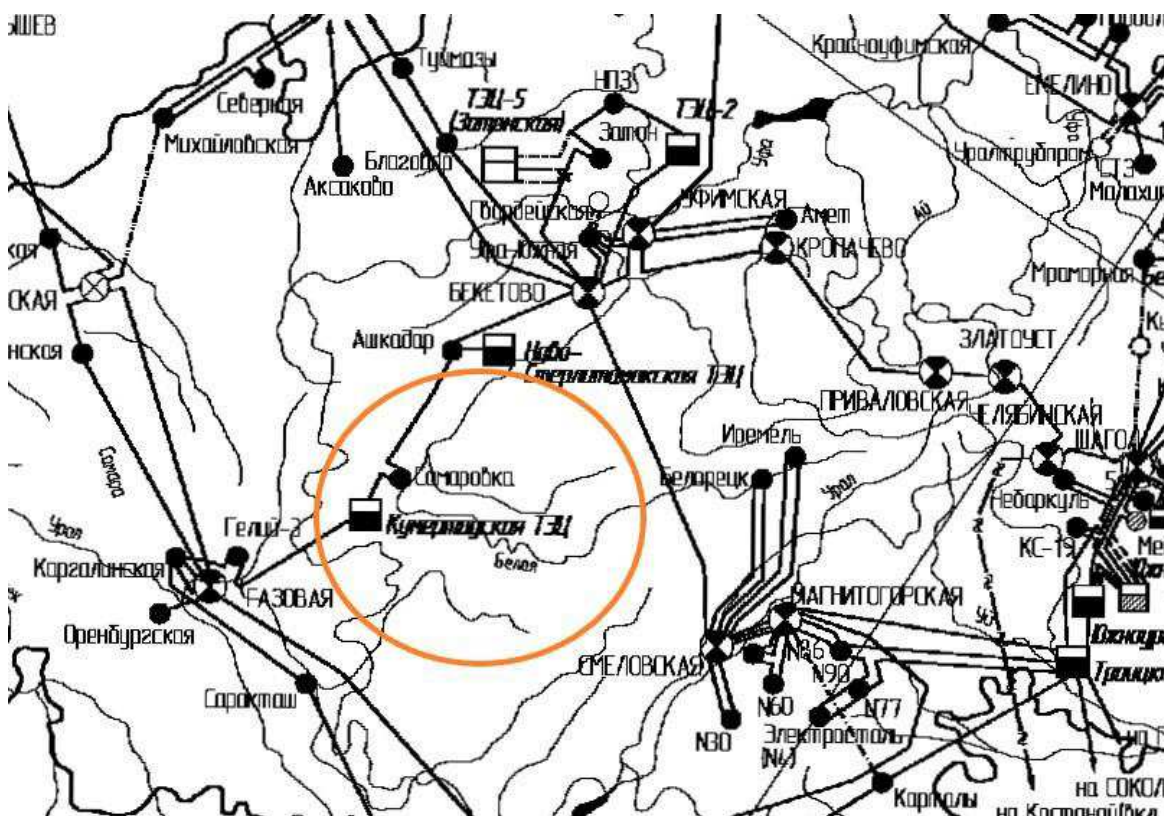


Рисунок 1.2 – Предполагаемые подстанции

Вывод: в данном случае удобнее подключиться к подстанции «Самаровка», так как она является ближайшей (68 км от створа).

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

Данные по энергосистеме:

- Энергосистема: Урала
- Число часов использования установленной мощности :6800 ч.
- Резервы: нагрузочный резерв системы 3 %, аварийный резерв системы 7%
- Схема использования реки: одиночная ГЭС

Данные для построения кривых связей  $Z_{нб}=f(Q_{л})$  и  $Z_{нб}=f(Q_{з})$ , приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Данные для построения кривых связей  $Z_{нб}=f(Q_{л})$  и  $Z_{нб}=f(Q_{з})$

$Z_{нб}, м$	$F, км^2$	$Q_{лет}, м^3/с$	$Z_{нб}, м лето$	$Q_{зим}, м^3/с$	$Z_{нб}, м зима$
100,5	84	117,6	100,5	50,4	100,5
101	157	219,8	101,0	94,2	101,0
101,5	245	343	101,5	147	101,5
102	345	483	102,0	207	102,0
102,5	457	639,8	102,5	274,2	102,5
103	579	810,6	103,0	347,4	103,0
103,5	712	996,8	103,5	427,2	103,5
104	854	1195,6	104,0	512,4	104,0
104,5	1005	1407	104,5	603	104,5
105	1164	1629,6	105,0	698,4	105,0
105,5	1330	1862	105,5	798	105,5
106	1504	2105,6	106,0	902,4	106,0
106,5	1684	2357,6	106,5	1010,4	106,5
107	1868	2615,2	107,0	1120,8	107,0
107,5	2057	2879,8	107,5	1234,2	107,5
108	2251	3151,4	108,0	1350,6	108,0

По имеющимся данным был построен график  $Z_{нб}=f(Q_{л})$  и  $Z_{нб}=f(Q_{з})$ , представленный на рисунке 2.1.

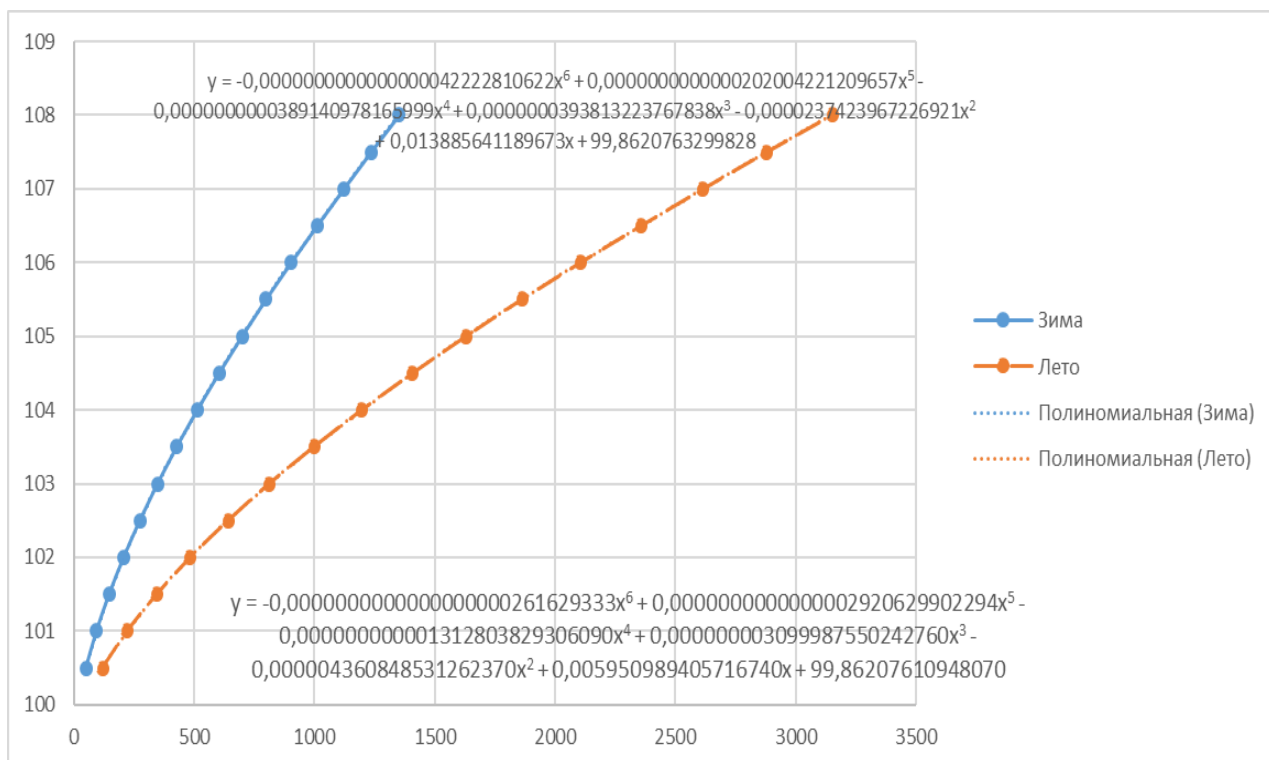


Рисунок 2.1 –Кривые связи  $Z_{нб}=f(Q_{л})$  и  $Z_{нб}=f(Q_{з})$

Зная площади затопления для каждой отметки от НБ до НПУ и немного выше, строим график зависимости  $Z_{вб}=f(F)$ . Данные для построения графика зависимости представлено на рисунке 2.2, представлены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Данные для построения кривой связи  $Z_{вб}=f(F)$

$Z_{вб}, \text{ м}$	$F, \text{ км}^2$	$Z_{расч}, \text{ м}$
100	0	99,7
105	0,56	105,0
110	1,07	110,0
115	1,58	115,0
120	2,12	120,0
125	2,71	125,0
130	3,39	130,0
135	4,22	135,0
140	5,1	139,2
145	6,1	143,0
150	7,4	147,1
155	9,2	152,3
160	12,5	159,6
165	15,6	161,5



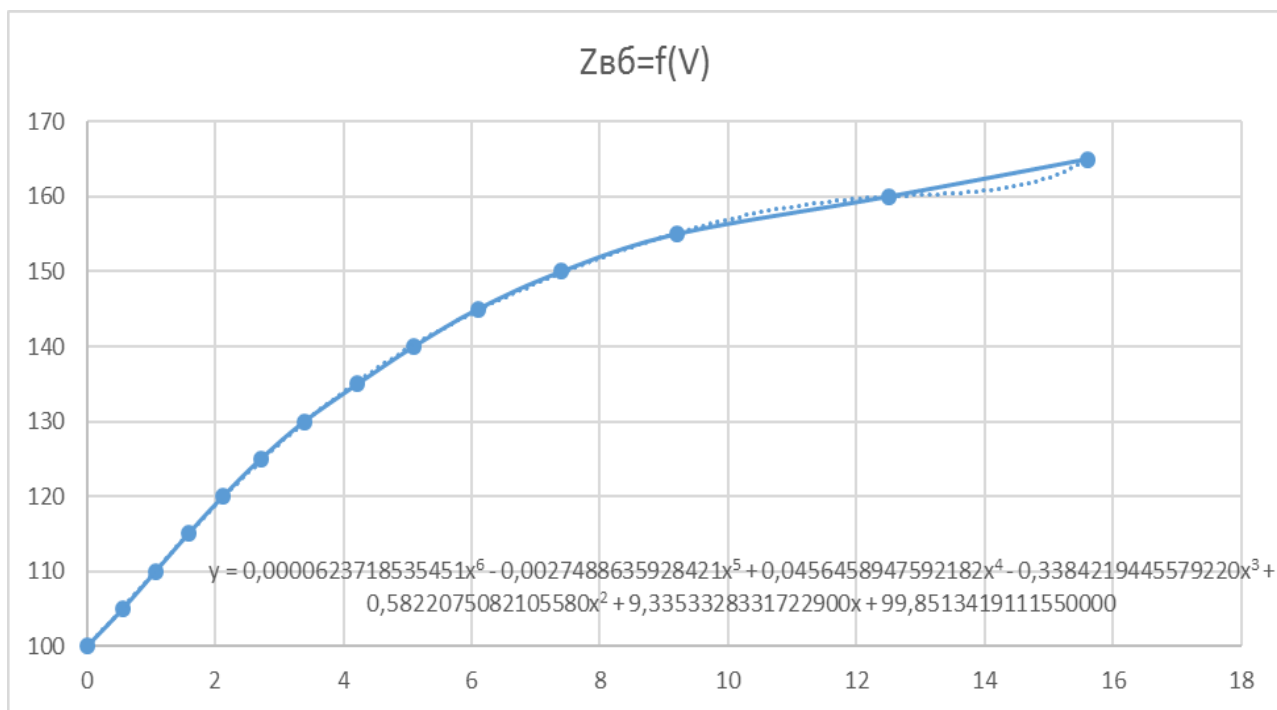


Рисунок 2.2 – График зависимости ВБ от площади затопления

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

Возьмем среднемесячные и среднегодовые расходы воды ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) в створе ГЭС, данные представлены в таблице 2.3:

Таблица 2.3 – Среднемесячные и среднегодовые расходы воды ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) в створе ГЭС

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Средне г
1959	195	209	215	352	774	915	621	535	308	210	147	133	384
1960	196	207	217	358	786	917	632	533	319	208	146	134	388
1961	196	205	219	364	799	920	644	531	330	206	146	135	391
1962	196	204	221	371	812	922	655	529	341	203	145	136	395
1963	197	202	223	377	825	924	667	528	352	201	144	137	398
1964	197	200	225	383	838	926	678	526	362	199	144	137	401
1965	197	198	227	390	850	928	690	524	373	197	143	138	405
1966	198	196	229	396	863	930	701	522	384	194	143	139	408
1967	198	194	231	402	876	932	713	520	395	192	142	140	411
1968	220	216	185	615	906	885	880	558	387	208	172	96	444
1969	276	224	350	540	1193	1084	910	462	549	242	154	168	513
1970	152	164	185	384	532	805	415	459	279	96	124	135	311
1971	140	148	170	264	775	955	475	408	264	156	136	78	331
1972	116	132	235	306	682	738	635	321	312	144	122	132	323
1973	244	208	220	423	1007	1083	1130	768	627	252	116	225	525
1974	108	108	215	384	808	649	670	519	405	160	122	123	356
1975	248	188	370	441	1314	1440	1150	738	489	214	134	216	579
1976	244	200	225	315	1053	1014	795	327	552	158	160	147	433
1977	120	208	200	450	696	795	460	336	504	90	88	111	338
1978	276	192	265	447	1386	1158	825	708	771	212	150	171	547
1979	324	228	210	705	1510	898	920	465	549	162	146	213	528
1980	168	172	340	366	1186	790	1185	471	687	150	168	195	490
1981	176	200	295	630	952	711	840	612	492	208	106	105	444



### Окончание таблицы 2.3

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Средне г
1982	332	208	425	600	1140	1363	1000	822	681	274	236	198	607
1983	116	128	195	342	743	864	665	312	345	104	80	87	332
1984	232	168	275	699	1418	1082	1270	456	735	168	178	159	570
1985	168	126	245	435	876	915	720	414	534	122	82	147	399
1986	160	126	170	486	893	890	790	375	402	108	120	141	389
1987	244	376	405	681	1208	1358	1325	942	549	182	186	159	635
1988	144	132	225	510	1016	708	890	522	606	162	128	165	434
1989	104	120	215	294	722	752	515	351	228	126	108	126	305
1990	232	160	205	354	906	678	775	399	543	114	90	189	387
1991	100	128	195	378	716	690	465	234	231	84	62	93	281
1992	156	252	265	378	1163	868	585	654	378	124	136	102	422
1993	200	276	355	729	1050	1211	1325	417	630	200	174	156	560
1994	116	172	190	273	973	544	835	378	348	130	94	96	346
1995	128	240	225	573	1022	819	775	426	483	180	160	162	433
1996	280	312	310	810	995	1077	1100	654	951	302	170	264	602
1997	148	136	145	492	864	587	450	369	420	134	80	150	331
1998	224	296	255	453	1088	885	1225	759	831	200	150	243	551
1999	268	240	325	705	880	687	1060	708	528	232	96	174	492
2000	180	232	395	783	935	1438	1075	201	606	228	116	210	558
2001	136	148	290	486	791	703	540	300	297	116	78	144	336
2002	212	284	195	492	961	1359	765	597	381	228	160	153	482
2003	180	116	190	429	641	810	660	384	348	114	72	120	339
2004	188	212	190	441	547	829	675	351	402	130	122	96	349
2005	152	152	155	264	796	612	475	339	357	82	64	81	294
2006	156	236	255	543	971	618	980	477	555	130	158	117	433
2007	152	184	275	435	980	1402	880	480	600	208	110	138	487
2008	172	212	345	531	1282	994	665	456	594	132	148	207	412
2009	212	144	180	513	648	1010	705	531	453	216	148	180	583
2010	228	380	440	567	977	1303	1160	564	762	208	182	228	404
2011	168	140	270	420	750	1044	675	555	405	164	136	120	404
2012	194	226	323	497	933	1146	895	563	633	190	164	179	495
2013	196	230	335	502	947	1175	920	581	660	195	170	185	508
среднее	311	338	223	348	580	732	788	397	517	148	137	894	436

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. К периоду половодья относятся: IV, V, VI, VII, VIII, IX. месяцы; к периоду межени относятся: X, XI, XII, I, II, III месяцы.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

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

$n = 55$  – общее число членов ряда.

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

Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов, приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

	P	год сред	Q <sub>ср</sub>	год пав	Q <sub>п</sub>	год меж	Q <sub>м</sub>
1	1,8	1987	335	1987	1076	1996	350
2	3,6	1982	607	1975	1026	1982	325
3	5,5	1996	602	1982	1001	1987	319
4	7,3	2010	583	1984	992	2010	319
5	9,1	1975	579	1978	969	2000	306
6	10,9	1984	570	1998	958	1993	299
7	12,7	1993	560	1996	955	1999	291
8	14,5	2000	558	2010	953	1979	284
9	16,4	1998	551	1993	927	1969	279
10	18,2	1978	547	1973	923	1984	268
11	20,0	1979	528	2000	911	1998	260
12	21,8	1973	525	2007	868	2013	259
13	23,6	1969	513	1979	868	1975	259
14	25,5	2013	508	1980	864	2012	253
15	27,3	2012	495	2013	857	2008	250
16	29,1	1999	492	1969	840	2002	246
17	30,9	1980	490	2010	834	1981	246
18	32,7	2007	487	2002	813	1978	245
19	34,5	2002	482	2008	798	1968	245
20	36,4	2008	478	1999	773	1973	241
21	38,2	1968	444	1988	748	1995	238
22	40,0	1981	444	1976	748	2006	228
23	41,8	1988	434	1992	730	2009	228
24	43,6	2006	433	1968	723	1980	223
25	45,5	1995	433	1981	721	1959	221
26	47,3	1976	433	2006	720	2007	215
27	49,1	1992	422	1959	711	1967	214
28	50,9	2009	412	1995	705	1966	214
29	52,7	1967	411	1985	692	1965	213
30	54,5	1966	408	1967	687	1964	212
31	56,4	1965	405	2010	686	1963	211
32	58,4	2011	404	1966	680	1962	211
33	60,0	1964	401	1965	673	1961	210
34	61,8	1985	399	1986	670	1988	209
35	63,6	1963	398	2009	669	1960	209
36	65,5	1962	395	1964	666	1976	207
37	67,3	1961	391	1990	660	2010	203
38	69,1	1986	389	1963	659	1992	202
39	70,9	1960	388	1962	656	2001	200
40	72,7	1990	387	1961	645	2004	197
41	74,5	1959	384	1960	638	1990	192
42	76,4	1974	356	1994	616	1985	190
43	78,2	2004	349	0974	610	1986	188
44	80,0	1994	346	1983	586	1997	184

## Окончание таблицы 2.4

	Р	год сред	Q <sub>ср</sub>	год пав	Q <sub>п</sub>	год меж	Q <sub>м</sub>
45	81,8	2003	339	1971	575	1977	181
46	83,6	1977	338	2003	568	1970	177
47	85,5	2001	336	2004	561	2003	174
48	87,3	1983	332	1977	558	1974	174
49	89,1	1997	331	1997	538	1972	170
50	90,9	1971	331	1972	538	1989	156
51	92,7	1972	323	2001	526	1971	156
52	94,5	1970	311	2005	516	1994	153
53	96,4	1989	305	1989	514	1983	150
54	98,2	2005	294	1970	498	1991	149
55	100,0	1991	281	1991	467	2005	136

### 2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (Р = 50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности присутствует конкретный год 1992/2009 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью, данные представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Коэффициенты приведения по межени и половодью средневодного года

Р=50%		
1992	К <sub>м</sub>	1,062
	К <sub>п</sub>	0,975
2009	К <sub>м</sub>	0,939
	К <sub>п</sub>	1,053

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1992 г.

### 2.2.2 Корректировка расчётного средневодного года (Р = 50%)

Умножив на коэффициенты смотрим, если в средневодном году, какой-либо месяц имеет расход меньший, чем в маловодном году, то необходимо увеличить его расход за счёт другого месяца, обязательно относящегося к тому же сезону. Из таблицы видно, что требуется выполнить корректировку для месяцев средневодного года, представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Корректированные расходы для месяцев средневодного года

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1992	156	252	265	378	1163	868	585	654	378	124	136	102
С коэфф.	166	268	281	368	1134	846	570	637	368	132	144	108
Коррект	180	180	260	420	1000	975	770	470	450	132	144	108

### 2.2.3 Выбор расчетного маловодного года (Р = 90%)

Для заданной расчетной обеспеченности соответствует 1971/97 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью, данные представлены в Таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Коэффициенты приведения по межени половодья маловодного года

P=90%		
1971	Км	1,001
	Кп	0,934
1997	Км	0,924
	Кп	1,000

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1971 г.

### 2.2.4 Корректировка расчётного маловодного года (P = 90%)

Уточним годовой сток, данные представлены в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Корректированные расходы для месяцев маловодного года

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1971	140	148	170	264	775	955	475	408	264	156	136	78
1992	156	252	265	378	1163	868	585	654	378	124	136	102
С коэфф.	166	268	281	368	1134	846	570	637	368	132	144	108
Коррект	180	180	260	420	1000	975	770	470	450	132	144	108

Расходы маловодного года используются в расчётах установленной мощности, проектируемой ГЭС.

Гидрографы маловодного и средневодного лет представлены на рисунке 2.3.

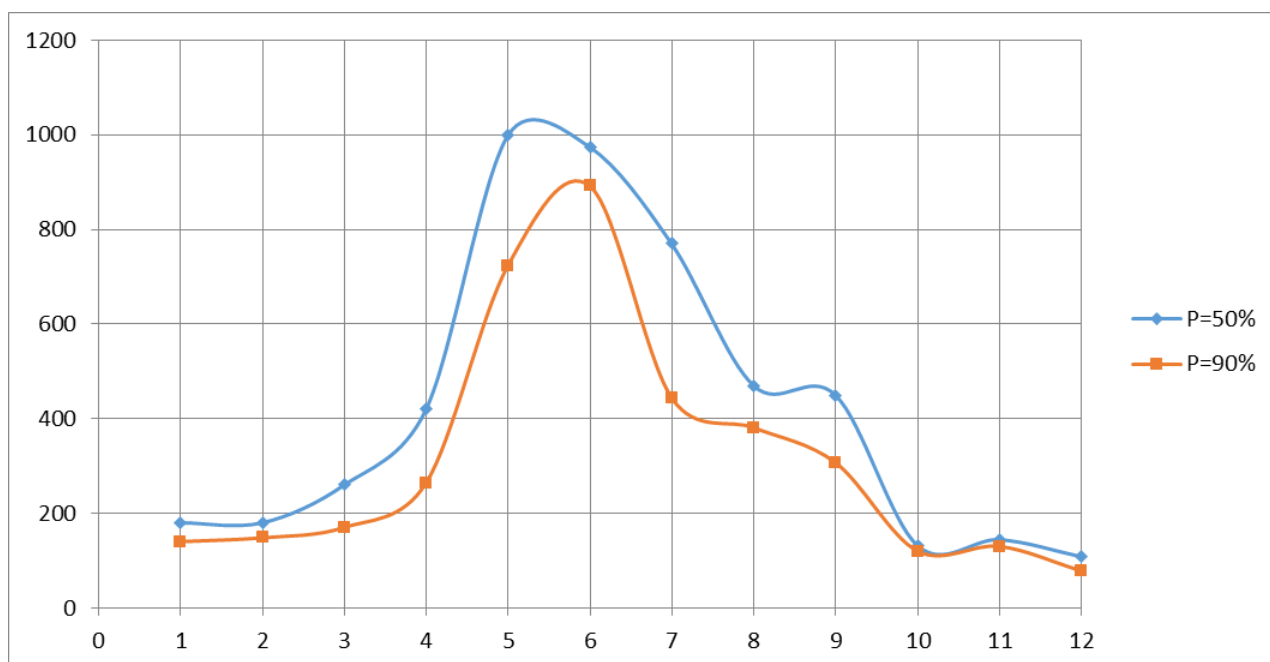


Рисунок 2.3 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

## 2.3 Построение графиков нагрузки энергосистемы

Энергосистема: ОЭС Урала.

Проектируемая ГЭС работает на Башкирское РДУ.

Годовая выработка ОДУ 257,7 млрд кВт·ч.

Годовая выработка РДУ 22,07 млрд кВт·ч.

Установленная мощность существующих ГЭС 201,6 МВт.

### 2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки

Найдём отношение годовой выработки ОДУ к годовой выработке РДУ:

$$\frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{257,7}{22,07} = 11,7 \quad (2.2)$$

Используя сайт системного оператора, выберем один зимний день(22.12.15), один летний(22.06.15), учитывая, что это будут не выходные или праздничные дни, и составим таблицу мощностей потребления ОДУ и РДУ, данные представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Мощности потребления ОДУ и РДУ

ОДУ	зима	Лето	РДУ	зима	Лето	КФ
0	30950	24335	0	2651	2084	11,7
1	30826	24107	1	2640	2065	11,7
2	30678	23856	2	2627	2043	11,7
3	30879	23859	3	2645	2043	11,7
4	31546	24282	4	2702	2080	11,7
5	32772	25248	5	2807	2162	11,7
6	33903	26250	6	2904	2248	11,7
7	34685	27322	7	2971	2340	11,7
8	34940	27981	8	2992	2396	11,7
9	34788	28060	9	2979	2403	11,7
10	34447	27971	10	2950	2395	11,7
11	34143	28109	11	2924	2407	11,7
12	34018	28162	12	2913	2412	11,7
13	34062	28028	13	2917	2400	11,7
14	34255	27921	14	2934	2391	11,7
15	34573	27733	15	2961	2375	11,7
16	35039	27611	16	3001	2365	11,7
17	34867	27572	17	2986	2361	11,7
18	34489	27363	18	2954	2343	11,7
19	34105	27368	19	2921	2344	11,7
20	33446	27521	20	2864	2357	11,7
21	32310	27203	21	2767	2330	11,7
22	31427	26129	22	2691	2238	11,7
23	30962	25436	23	2652	2178	11,7

Используя данные, построим суточные графики нагрузки ОДУ и РДУ для зимы и лета, данные представлены на Рисунке 2.4; 2.5.

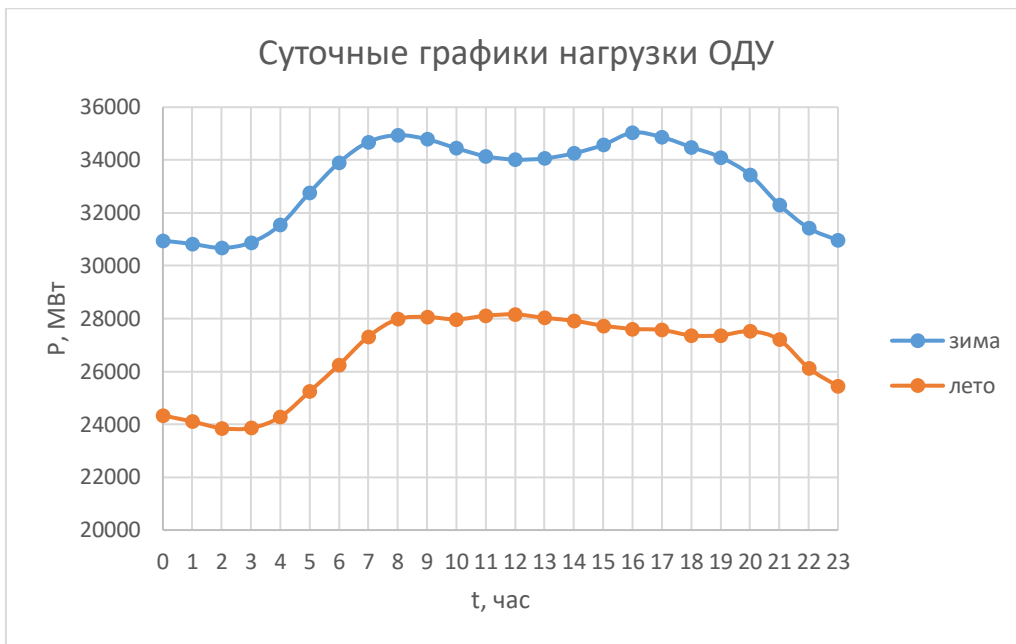


Рисунок 2.4 – Суточные графики нагрузки ОДУ для зимы и лета

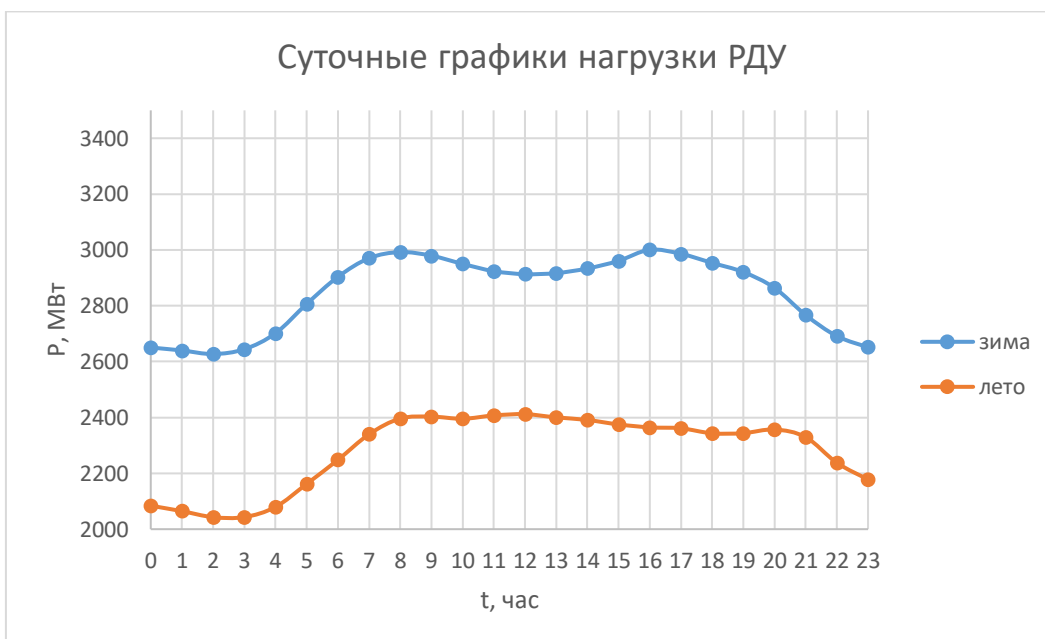


Рисунок 2.5 – Суточные графики нагрузки РДУ для зимы и лета

### 2.3.2 Построение интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периода

Для рассчитанных суточных графиков нагрузки строим интегральные кривые нагрузки (ИКН), следующим образом: располагаем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчеты представлены в таблице 2.10. Суточные графики нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периода представлены на рисунках 2.6, 2.7 соответственно.

Таблица 2.10 – Расчеты интегральных кривых нагрузок для зимнего и летнего периода

Интегральная кривая нагрузки											
Зима						Лето					
$P_t^3$ , МВт	$DP_t^3$ , МВт	$Dt$ , ч	$DЭ$ , млн кВт·ч	$P_s^3$ , МВт	$Э_s$ , млн кВт·ч	$P_t^l$ , МВт	$DP_t^3$ , МВт	$Dt$ , ч	$DЭ$ , млн кВт·ч	$P_s^3$ , МВт	$Э_s$ , млн кВт·ч
				0	0,00					0	0
2977	23	1	0,02	23	0,02	1897	39	1	0,04	39	0,04
2955	67	2	0,13	90	0,16	1858	0	2	0,00	40	0,04
2887	11	3	0,03	101	0,19	1857	26	3	0,08	66	0,12
2876	41	4	0,16	142	0,35	1832	11	4	0,04	76	0,16
2835	16	5	0,08	158	0,43	1821	0	5	0,00	77	0,16
2820	84	6	0,50	242	0,94	1820	2	6	0,01	79	0,17
2736	3	7	0,02	245	0,96	1819	24	7	0,17	103	0,34
2732	15	8	0,12	260	1,08	1794	8	8	0,06	111	0,40
2718	16	9	0,14	275	1,22	1787	1	9	0,01	111	0,41
2702	10	10	0,10	285	1,32	1786	10	10	0,10	122	0,52
2692	3	11	0,03	288	1,34	1776	2	11	0,02	124	0,54
2690	63	12	0,75	350	2,09	1773	1	12	0,01	125	0,55
2627	16	13	0,21	367	2,31	1773	27	13	0,35	152	0,90
2611	63	14	0,88	430	3,19	1746	33	14	0,46	185	1,36
2548	91	15	1,37	521	4,56	1713	69	15	1,03	254	2,40
2456	104	16	1,67	625	6,23	1644	20	16	0,33	274	2,72
2352	142	17	2,42	768	8,65	1623	138	17	2,35	412	5,07
2210	33	18	0,60	801	9,25	1485	30	18	0,53	442	5,60
2176	92	19	1,74	893	10,99	1455	29	19	0,55	471	6,15
2085	64	20	1,28	957	12,27	1427	13	20	0,26	483	6,41
2021	16	21	0,34	973	12,60	1414	29	21	0,60	512	7,01
2005	10	22	0,22	982	12,82	1385	6	22	0,13	518	7,14
1995	19	23	0,43	1001	13,25	1379	12	23	0,28	530	7,42
1976	1976	24	47,43	2977	60,68	1367	1367	24	32,81	1897	40,23

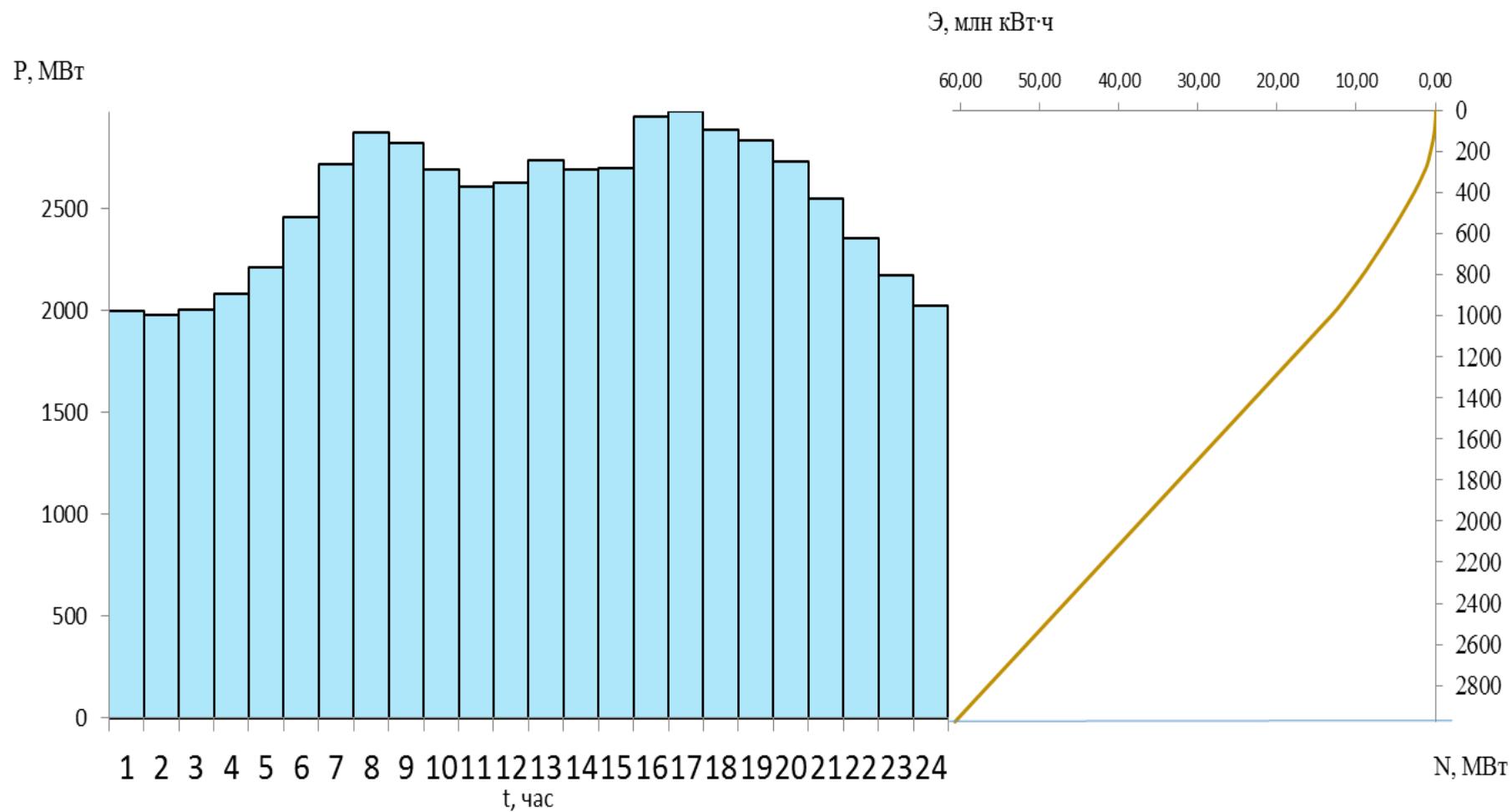


Рисунок 2.6 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода



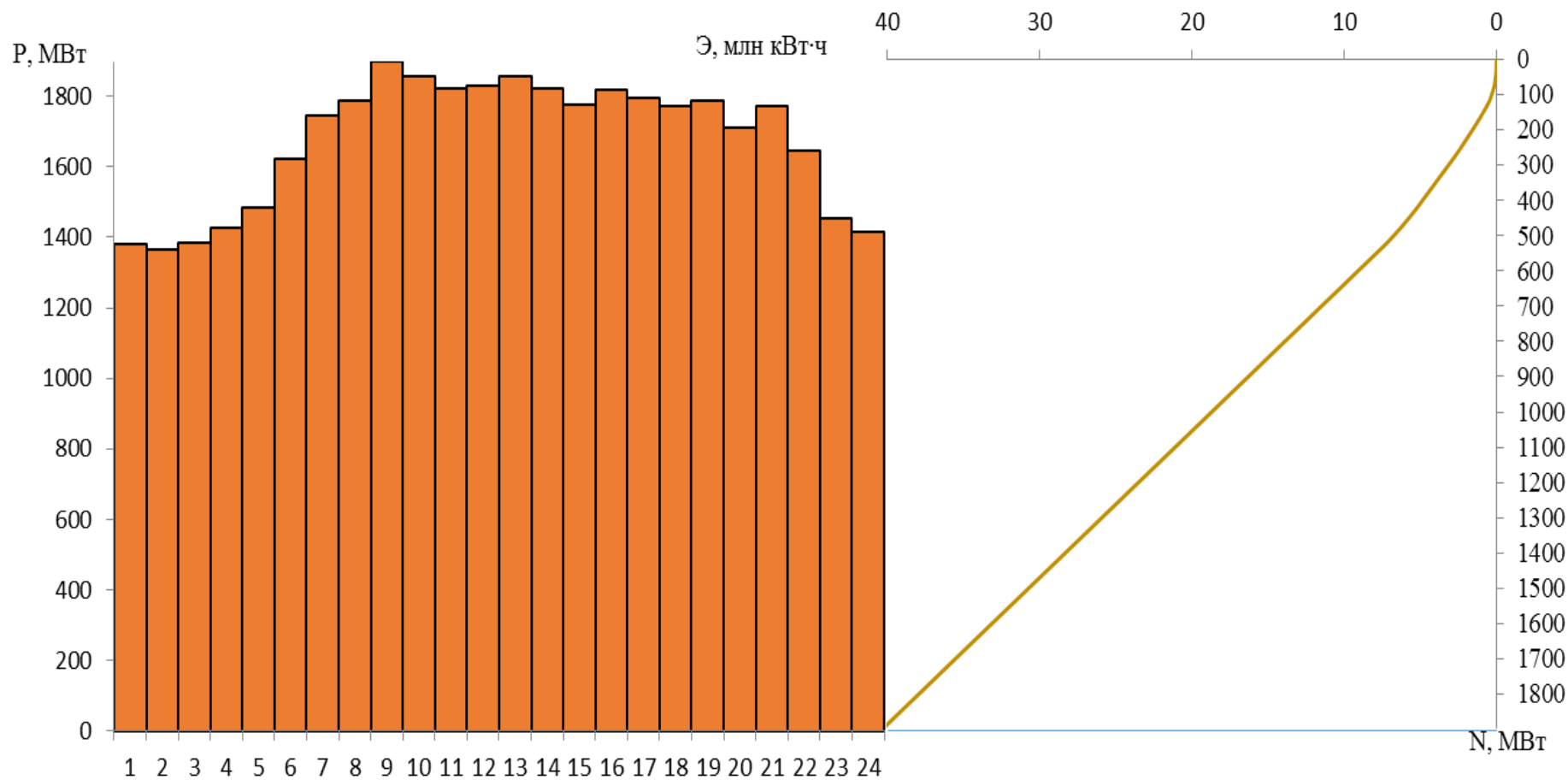


Рисунок 2.7 - Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

## 2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок

Используя данные из суточного графика  $P(t)$ , построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы:

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

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ) \quad (2.3)$$

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

$$a = \frac{P_3 + P_{12}}{2} = 2123 \quad (2.4)$$

$$b = \frac{P_3 - P_{12}}{2} = 447 \quad (2.5)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем аналогично по предыдущим формулам, данные расчета представлены в таблице 2.11, Рисунок 2.8 для:

$$a = 2565;$$

$$b = 283.$$

Таблица 2.11 - Годовые максимальные нагрузки в МВт

Мес.	a	b	cos	P макс, МВт
1	2625	728	0,96596	3328
2	2625	728	0,707388	3138
3	2625	728	0,25946	2812
4	2625	728	-0,25792	2435
5	2625	728	-0,70626	2109
6	2625	728	-0,96555	1921
7	2625	728	-0,96637	1921
8	2625	728	-0,70851	2109
9	2625	728	-0,261	2435
10	2625	728	0,256382	2812
11	2625	728	0,705133	3138
12	2625	728	0,965131	3328

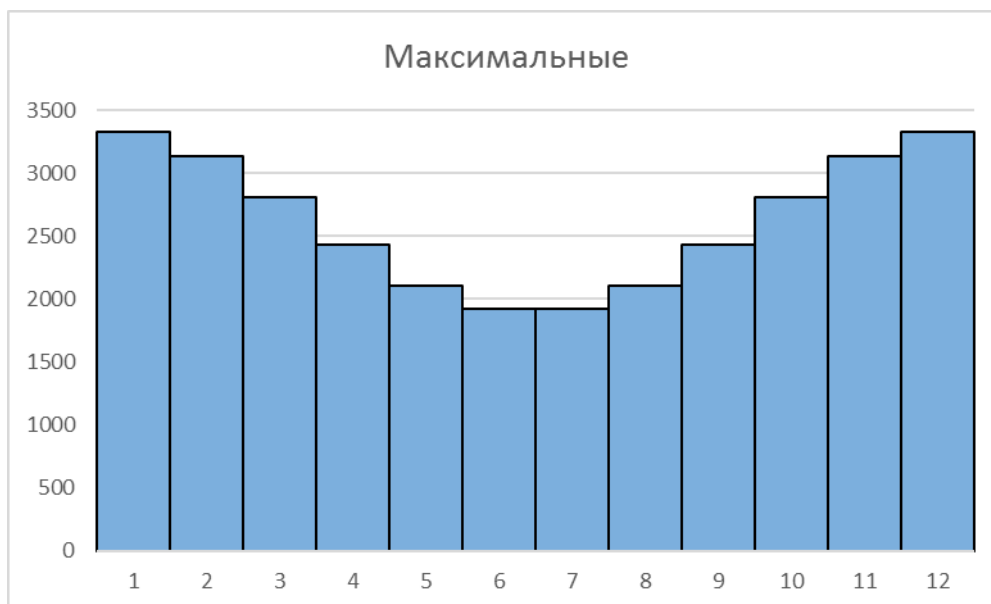


Рисунок 2.8 - Годовой график максимальных нагрузок

Для годового графика среднемесячных нагрузок, данные представлены в таблице 2.12, и на рисунке 2.9, при

$$a = 2123;$$

$$b = 447.$$

Таблица 2.12- Годовые среднемесячные нагрузки в МВт

Мес.	a	b	cos	P сред, МВт
1	2123	447	0,96596	2555
2	2123	447	0,707388	2439
3	2123	447	0,25946	2239
4	2123	447	-0,25792	2008
5	2123	447	-0,70626	1807
6	2123	447	-0,96555	1691
7	2123	447	-0,96637	1691
8	2123	447	-0,70851	1806
9	2123	447	-0,261	2006
10	2123	447	0,256382	2238
11	2123	447	0,705133	2438
12	2123	447	0,965131	2554

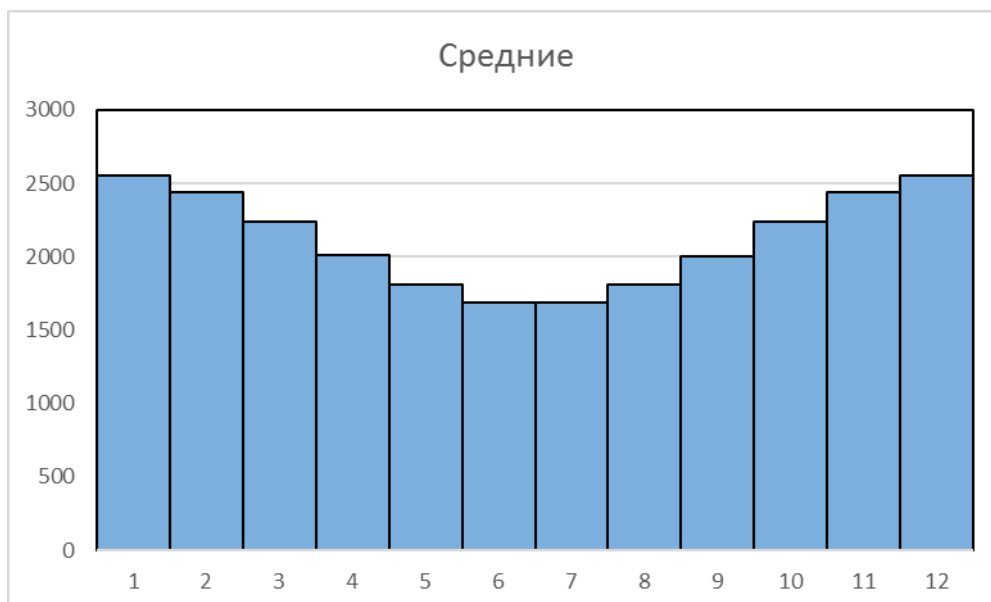


Рисунок 2.9 – Годовой график среднемесячных нагрузок

## 2.5 Водноэнергетический расчет

Основная задача водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) - по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

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

Для выбранного расчетного маловодного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_i^{пр\ 90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.6)$$

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

$Q_i^{пр\ 90\%}$  - полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;

$H_{ГЭС}^{подв}$  - подведенный напор ГЭС, м. рассчитывается по формуле:

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

где  $z_{ВБ}$  - отметка верхнего бьефа, соответствующая заданной отметке НПУ;  $z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным

бытовым расходам воды;  $\Delta h$  - потери в водоподводящих сооружениях;  $\Delta h = 0,01 \cdot H = 0,3$  м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле, данные расчетов представлены в таблице 2.13:

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

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

Таблица 2.13 - Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Q <sub>90</sub>	180	180	260	420	1000	975	770	470	450	132	144	108
Q <sub>ВХК</sub>	170	170	170	340	340	340	340	340	340	340	170	170
Q <sub>исп</sub>				1	1	1	2	1	1	1		
Q <sub>фильтр</sub>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q <sub>лед</sub>	1	1	1	-3	-7						2	5
Q <sub>пол.быт.</sub>	177	177	257	420	996	972	766	467	447	129	140	101
Q <sub>n</sub>	3	3	3	0	4	3	4	3	3	3	4	7
Z <sub>вб</sub>	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Z <sub>нб</sub>	101.76	101.76	102.39	101.78	103.49	103.43	102.87	101.95	101.88	100.56	101.44	101.06
H	53	53	52	53	51	51	52	53	53	54	53	54
M <sub>пол.быт.</sub>	79648	79648	114282	188908	433502	423570	337434	209393	200688.5	59203.73	63560	46183
Q <sub>ВХК</sub>	170	170	170	340	340	340	340	340	340	340	170	170
Z <sub>вб</sub>	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Z <sub>нб</sub>	101,70	101,70	101,70	101,49	101,49	101,49	101,49	101,49	101,49	101,49	101,70	101,70
H	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
N <sub>ВХК</sub>	76585	76585	76585	153786	153786	153786	153786	153786	153785,9	153785,9	76585	76585
delN	3064	3064	37697	35122	279716	269785	183648	55607	46903	-94582	-13024	-30401
M <sub>пол.быт.</sub>	80	80	114	189	434	424	337	209	201	59	64	46
N <sub>ВХК</sub>	77	77	77	154	154	154	154	154	154	154	77	77
delN, МВт	3	3	38	35	280	270	184	56	47	-95	-13	-30
сумма (N-N <sub>ВХК</sub> ), M <sub>ЕТ</sub>		777										

По данным таблицы 2.13 строится годовой график среднемесячных мощностей, Рисунок 2.10.

Определяем положение линии гарантированной мощности, проектируемой ГЭС на годовом графике среднемесячных нагрузок.

Построим годовой график среднемесячных нагрузок с учетом всех проведенных расчетов.

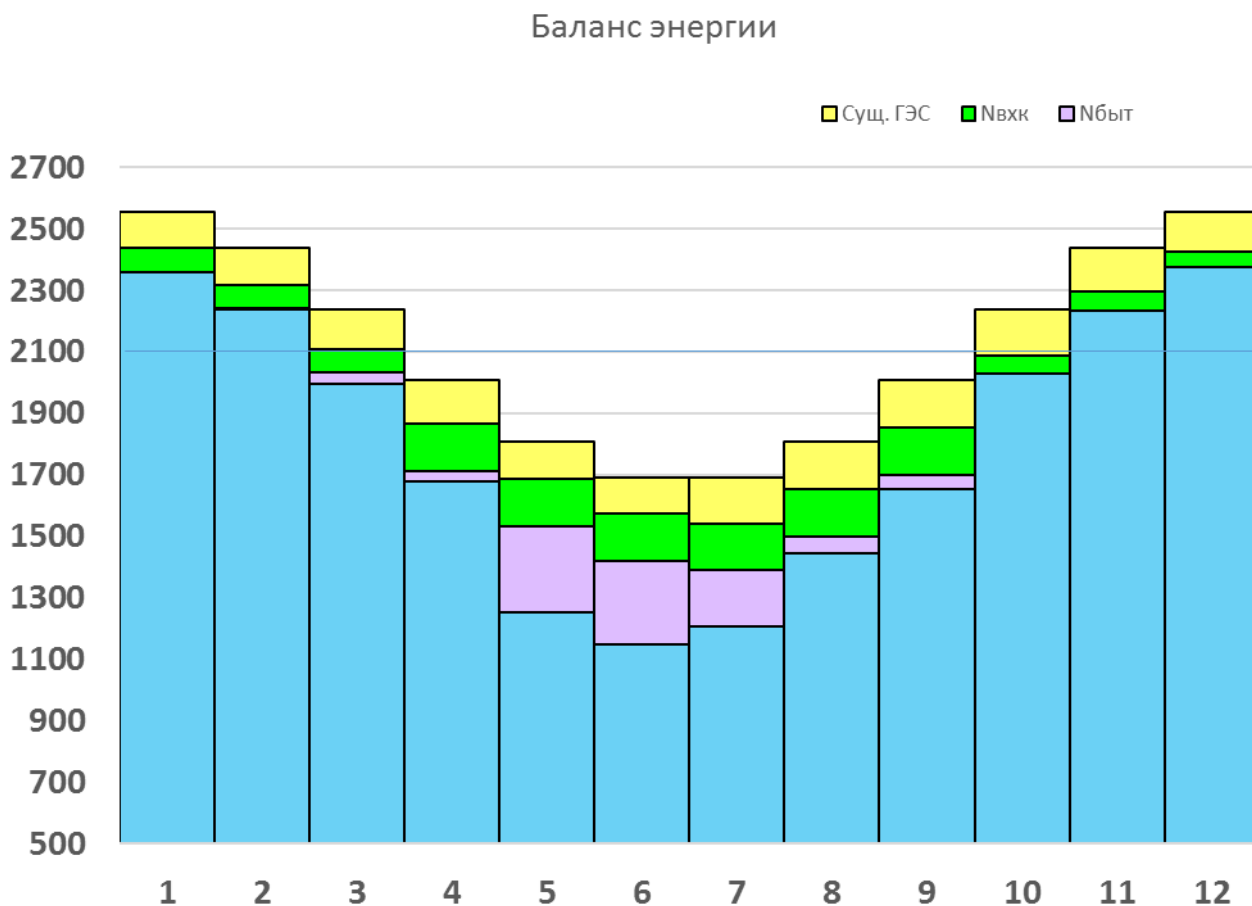


Рисунок 2.10 – Годовой график среднемесячных мощностей

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

## 2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Исходными данными являются:

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

– кривые зависимости отметки нижнего бьефа от расхода;

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено  $\nabla_{НПУ} = 155$  (м).

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

$$Q_t^{\text{пол}} = Q_t^{\text{быт}} - Q_t^{\phi} - Q_t^{\text{и}} - Q_t^{\text{л}}, \quad (2.9)$$

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

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

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_t^{\text{ГЭС}} = Q_t^{\text{пол}} - Q_t^{\text{ВДХ}} \quad (2.10)$$

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

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

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

$$Q_t^{\text{НБ}} = Q_t^{\text{ГЭС}} + Q_t^{\phi} \quad (2.11)$$

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

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

Для определения изменения объема водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V_t = Q_t^{\text{ВДХ}} \cdot t \quad (2.12)$$

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

$t$  – число секунд в месяце.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H_t = z_t^{\text{ВБ}} - z_t^{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.13)$$

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

$z_t^{\text{НБ}}$  – отметка НБ;

Мощность станции определяем по формуле:

$$N_t = k_N \cdot Q_t^{\text{ГЭС}} \cdot H_t, \quad (2.14)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности из исходных данных;



Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году сведены в таблицы 2.14. и 2.15.

Таблица 2.14 - Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

	Месяц	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>вод</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>вкх</sub>	Q <sub>нб</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	(Z <sub>вб</sub> )нач	(Z <sub>вб</sub> )кон	(Z <sub>вб</sub> )сред	Z <sub>нб</sub>	H	N <sub>гэс</sub>	N гар
10	Октябрь	117	1	0	222	339	340	340	10,20	0,58	9,62	155	153	154	101,5	53	155,6	по вкх
11	Ноябрь	126	1	0	76	202	170	203	9,62	0,20	9,43	153	153	153	102,0	51	90,0	90
12	Декабрь	71	1	0	386	457	170	458	9,43	1,00	8,43	153	150	151	103,7	48	190,1	190
1	Январь	137	1	0	350	487	170	488	8,43	0,91	7,52	150	147	149	103,9	45	190,2	190
2	Февраль	145	1	0	86	231	170	232	7,52	0,22	7,30	147	147	147	102,2	45	90,2	90
3	Март	167	1	0	2	169	170	170	7,30	0,01	7,29	147	147	147	101,7	45	56,3	по вкх
4	Апрель	264	1	0	75	339	340	340	7,29	0,19	7,10	147	146	146	101,5	45	132,7	по вкх
5	Май	720	1	0	-381	339	340	340	7,10	-0,99	8,08	146	149	148	101,5	46	136,1	по вкх
6	Июнь	889	1	0	-350	539	340	540	8,08	-0,91	8,99	149	152	150	102,2	48	225,9	по вкх
7	Июль	440	1	0	-101	339	340	340	8,99	-0,26	9,25	152	152	152	101,5	51	149,1	по вкх
8	Август	378	1	0	-39	339	340	340	9,25	-0,10	9,35	152	153	153	101,5	51	150,6	по вкх
9	Сентябрь	304	1	0	35	339	340	340	9,36	0,09	9,26	153	152	153	101,5	51	150,7	по вкх

Таблица 2.15 - Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

	Месяц	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>вод</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>вкх</sub>	Q <sub>нб</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	(Z <sub>вб</sub> )нач	(Z <sub>вб</sub> )кон	(Z <sub>вб</sub> )сред	Z <sub>нб</sub>	H	N <sub>гэс</sub>	N гар
10	Октябрь	117	1	0	222	339	340	340	9,20	0,58	8,62	155,00	153,62	154,31	101,49	52,82	156	по вкх
11	Ноябрь	126	1	0	43	169	170	170	8,62	0,11	8,51	153,62	153,30	153,46	101,70	51,76	75	75
12	Декабрь	71	1	0	344	415	170	416	8,51	0,89	7,62	152,20	150,55	151,37	103,43	47,94	175	175
1	Январь	137	1	0	305	442	170	443	7,62	0,79	6,83	150,55	147,76	149,15	103,59	45,56	175	175
2	Февраль	145	1	0	44	189	170	190	6,83	0,11	6,72	149,10	147,32	148,21	101,87	46,34	75	75
3	Март	167	1	0	2	169	170	170	6,72	0,01	6,71	147,80	147,30	147,55	101,70	45,85	67	по вкх
4	Апрель	264	1	0	75	339	340	340	6,71	0,19	6,52	147,30	146,55	146,93	101,49	45,44	134	по вкх
5	Май	720	1	0	-381	339	340	340	6,52	-0,99	7,50	146,55	150,16	148,35	101,49	46,87	138	по вкх
6	Июнь	889	1	0	-549	340	340	341	7,50	-1,42	8,93	150,16	154,44	152,30	101,49	50,81	150	по вкх
7	Июль	440	1	0	-101	339	340	340	8,93	-0,26	9,19	152,30	155,11	153,71	101,49	52,22	154	по вкх
8	Август	378	1	0	-39	339	340	340	9,19	-0,10	9,29	153,44	155,36	154,40	101,49	52,92	156	по вкх
9	Сентябрь	304	1	0	35	339	340	340	9,29	0,09	9,20	154,64	155,00	154,82	101,49	53,33	157	по вкх

Произведя первую итерацию ВЭР, видим, что большая гарантированная мощность, не сходится объем водохранилища, конечный с начальным и отметки верхнего бьефа. Выполнив вторую итерацию наблюдается, что при повышении гарантированной мощности сходятся нужные нам уровни объема и отметки верхнего бьефа.

## **2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году**

Исходными данными являются:

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено  $V_{НПУ} = 155$  (м).

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объема воды в водохранилище по кривой связи, представленной на рисунке 2.2.

Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ, представлен на рисунке 2.1, исходя из известного расхода в НБ.

Расчетные формулы для сработки-наполнения водохранилища в средневодном году (50% обеспеченности) представлены в пункте 2.6.

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.16.

Таблица 2.16 – Результаты расчетов для сработки-наполнения водохранилища в средневодном году (50% обеспеченности)

	Месяц	Qпол	Q ф	Qхол	Q вод	Q гэс	Qвкх	Qнб	Vнач	$\Delta V$	Vкон	(Zвб)нач	(Zвб)кон	(Zвб)сред	Zнб	H	N ГЭС	N гар
10	Октябрь	129	1	0	210	339	340	340	9,20	0,54	8,66	155,00	153,70	154,35	101,49	52,86	155,9	поВХК
11	Ноябрь	140	1	0	26	166	170	167	8,66	0,07	8,59	153,84	153,51	153,68	101,67	52,00	75,1	75
12	Декабрь	101	1	0	317	418	170	419	8,59	0,82	7,77	152,30	151,02	151,66	103,45	48,21	175,3	175
1	Январь	177	1	0	258	435	170	436	7,77	0,67	7,10	150,90	148,74	149,82	103,55	46,27	175,1	175
2	Февраль	177	1	0	6	183	170	184	7,10	0,02	7,08	149,20	148,68	148,94	101,82	47,12	75,0	75
3	Март	257	1	0	50	307	170	308	7,08	0,13	6,95	148,00	148,21	148,10	102,74	45,36	121,2	поВХК
4	Апрель	420	1	0	168	588	340	589	6,95	0,44	6,52	147,50	146,55	147,02	102,35	44,67	228,5	поВХК
5	Май	996	1	0	-549	447	340	448	6,52	-1,42	7,94	146,55	151,58	149,06	101,88	47,18	183,5	поВХК
6	Июнь	972	1	0	-300	672	340	673	7,94	-0,78	8,72	151,50	153,87	152,69	102,61	50,08	292,8	поВХК
7	Июль	766	1	0	-201	565	340	566	8,72	-0,52	9,24	153,50	155,24	154,37	102,28	52,09	256,1	поВХК
8	Август	467	1	0	-50	417	340	418	9,24	-0,13	9,37	154,50	155,55	155,03	101,78	53,25	193,2	поВХК
9	Сентябрь	447	1	0	65	512	340	513	9,37	0,17	9,20	154,84	155,00	154,92	102,10	52,82	235,3	поВХК

По результатам расчетов представим сработки-наполнения водохранилищ маловодном (90% обеспеченности) и средневодном году (50% обеспеченности) на одном графике, представленном на рисунке 2.11.

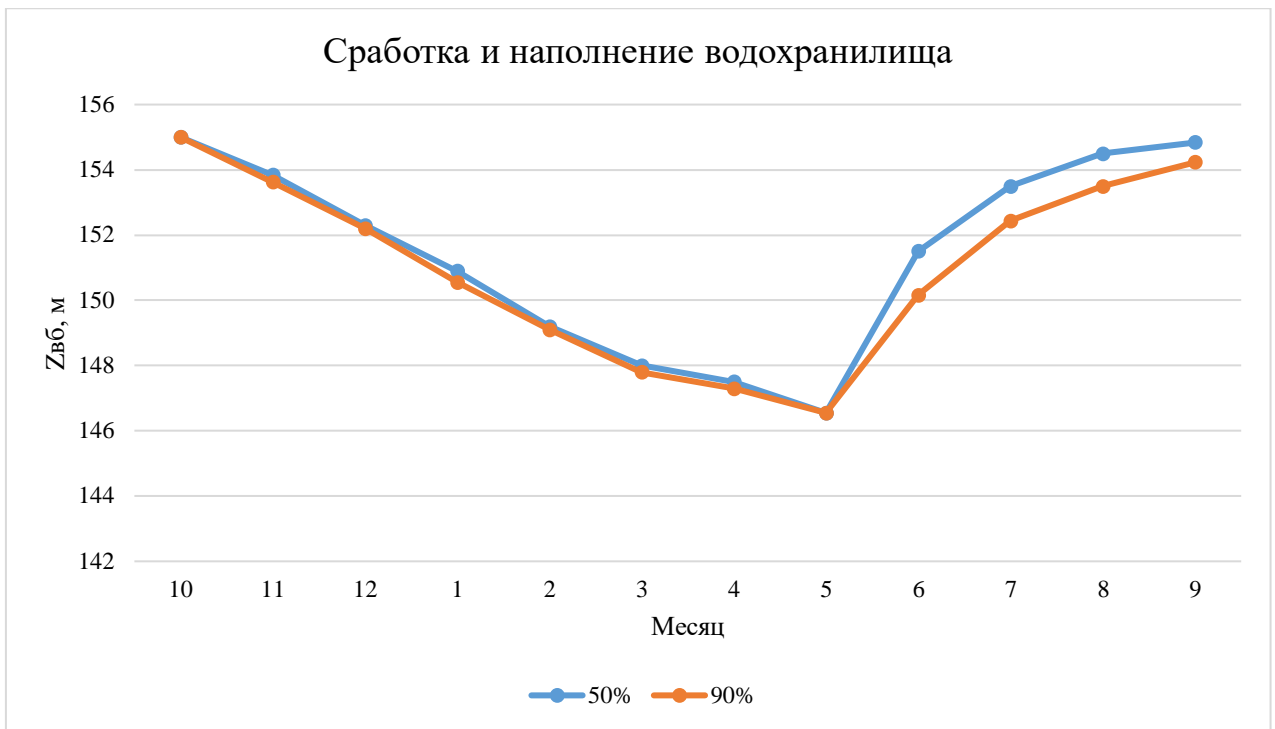


Рисунок 2.11– Сработка и наполнение водохранилищ маловодном (90% обеспеченности) и средневодном году (50% обеспеченности)

## 2.8 Баланс мощностей энергосистемы

### 2.8.1 Определение установленной мощности проектируемой станции

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

Установленная мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию, катет параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность проектируемой станции. При построении данного прямоугольного треугольника известна величина только одного катета (гарантированная мощность в пересчёте на энергию), величину второго катета требуется определить. То же выполняем и на интегральной кривой суточного летнего графика нагрузки энергосистемы, представленных на рисунках 2.12, 2.13.

Из рисунка 2.12 вытесняющая рабочая мощность  $N_{\text{выт.раб.}} = 277$  (МВт).

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов. На проектируемой станции располагаем нагрузочный резерв равный 2 (%) от вытесняющей рабочей мощности.

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} + 0,02 \cdot N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} = 277 + 0,02 \cdot 277 = 283 \text{ (МВт)}, \quad (2.15)$$

где  $N_{рез}^{нагр}$  – нагрузочный резерв, равный 2 (%) от  $N_{выт.раб}$ .

### 2.8.2 Определение рабочих мощностей и резервов, существующих ГЭС и тепловых станций

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

Нагрузочный резерв составляет 2 (%) рабочей мощности, аварийный - 7 (%) (из условия).

Определяем нагрузочный и аварийный резерв существующих ГЭС, представленный в таблице 2.17, и их рабочую мощность за каждый месяц:

$$N_{рез}^{нагр} = 0,02 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}, \quad (2.16)$$

$$N_{рез}^{ав} = 0,07 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}, \quad (2.17)$$

$$N_{раб}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{1+нагр+ав}, \quad (2.18)$$

где  $N_{уст}^{сущ.ГЭС}$  – установленная мощность существующих станций (из условия);

нагр = 0,02 – нагрузочный резерв в долях;

ав = 0,07 – аварийный резерв в долях.

Рабочую мощность ТЭС определяем из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{раб}^{ТЭС} = P^{max} - N_{раб}^{сущ.ГЭС} - N_{раб}^{пр.ГЭС}, \quad (2.19)$$

где  $P^{max}$  – месячный максимум нагрузки

$N_{раб}^{сущ.ГЭС}$  – как в формуле (2.18);

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

Установленная мощность тепловых электростанций будет определяться суммой рабочей мощности и резервов:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{рез}^{нагр} + N_{рез}^{ав}, \quad (2.20)$$

где  $N_{раб}^{ТЭС}$  – как в формуле (2.19);

$N_{рез}^{нагр} = 0,02 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$  – нагрузочный резерв тепловых станций;

$N_{рез}^{ав} = 0,06 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$  – аварийный резерв тепловых станций.

Данные полученные в ходе расчётов сводим в таблицу 2.11

## 2.9 Капитальные ремонты оборудования

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{4} \text{ мес} = 29,5 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.21)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$  – как в формуле (2.18).

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \text{ мес} = 71 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.22)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$  – как в формуле (2.15).

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 2254 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.23)$$

Расчет баланса мощности энергосистемы приведен в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Баланс мощности в маловодном году

	Сущ				Проект				ТЭС					
	Р макс	N нагр, рез	Навар	Нраб.гэс	F ремсущ	N нагр, рез	Нраб.гэс	N нагр, рез	F ремсущ	Нраб.гэс	N авар, рез	N уст	N нагр, рез	F рем тэс
1	3328	67	233	118		2	277	4		2770	194	3005	42	
2	3138	63	220	123		2	253	4		2762	193	2997	41	
3	2812	56	197	131		2	229	3	71	2452	172	2650	37	
4	2435	49	170	141		2	205	3		2088	146	2266	31	115
5	2109	42	148	149		2	182	3		1778	124	1929	27	468
6	1921	38	134	154		2	150	2		1617	113	1754	24	670
7	1921	38	135	154		2	150	2		1617	113	1755	24	670
8	2109	42	148	149		2	174	3		1786	125	1938	27	468
9	2435	49	170	141	290	2	198	3		2096	147	2275	31	
10	2812	56	197	131	328	2	221	3		2459	172	2668	37	
11	3138	53	220	123		2	245	4		2770	194	3006	42	
12	3328	67	233	118		2	277	м		2770	194	3005	42	

Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.11.

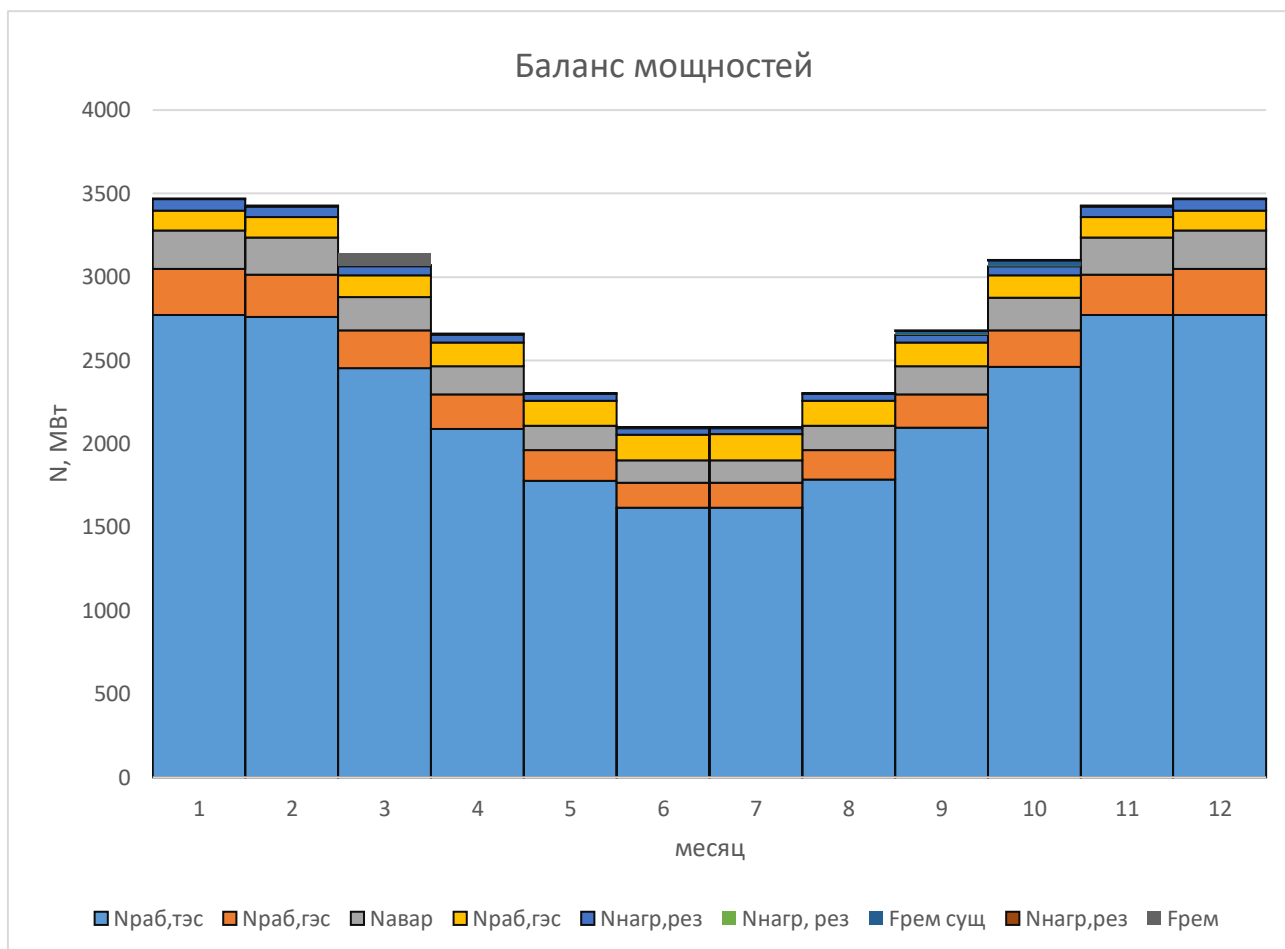


Рисунок 2.11 - Баланс мощности энергосистемы

## 2.10 Существующие ГЭС энергосистемы Урала

По известным данным (установленная мощность и выработка) были построены треугольники мощности для ГЭС. Разместили на ИКН проектируемую Ишимбайскую ГЭС и существующую Павловскую ГЭС. Информация о выработке Павловской ГЭС имеется на сайте системного оператора. Разделяя треугольник проектируемой ГЭС на два, на интегральной кривой нагрузки будет наблюдаться следующее:

Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периода представлены на рисунках 2.12, 2.13.

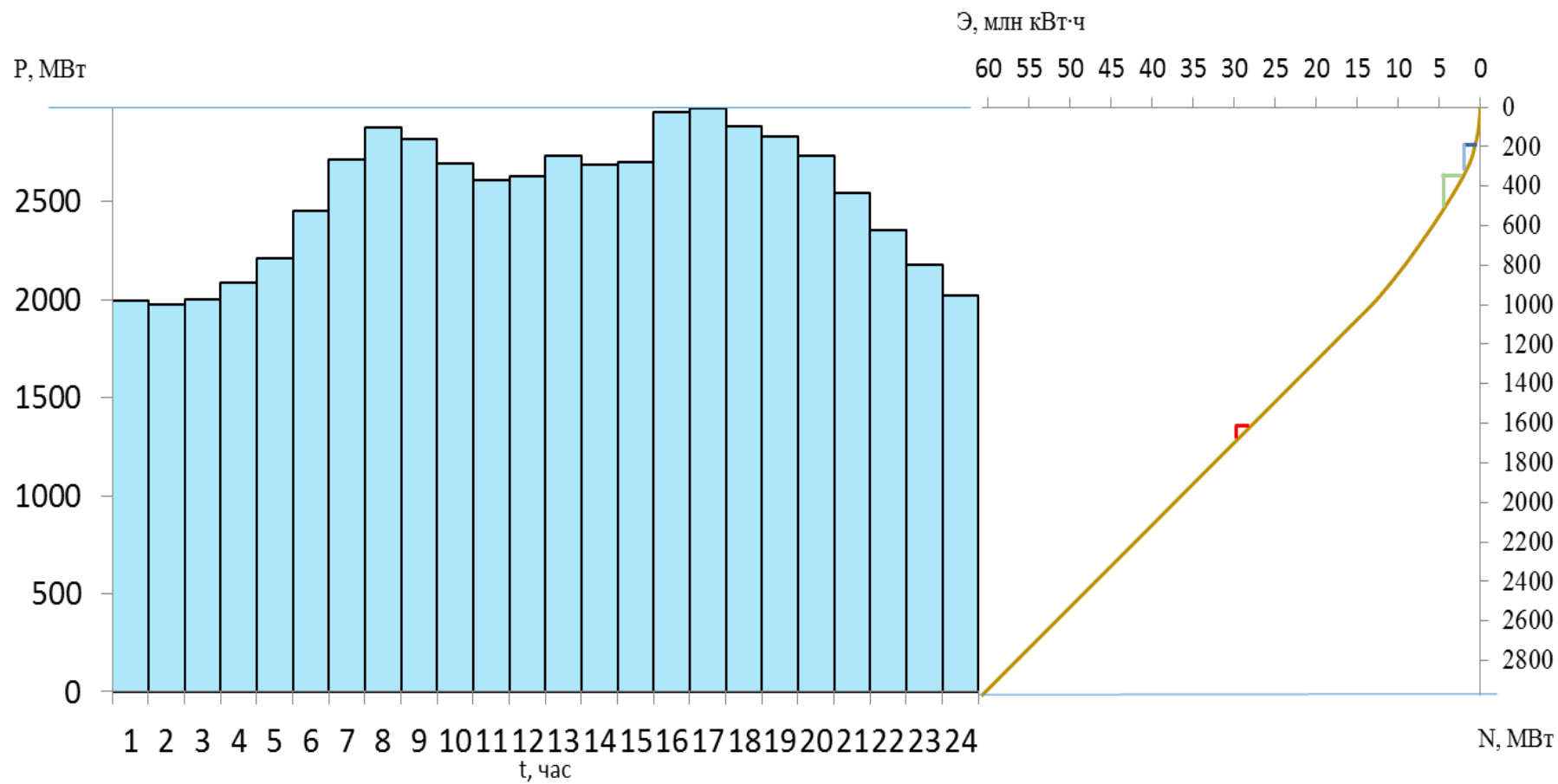


Рисунок 2.12 - Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода



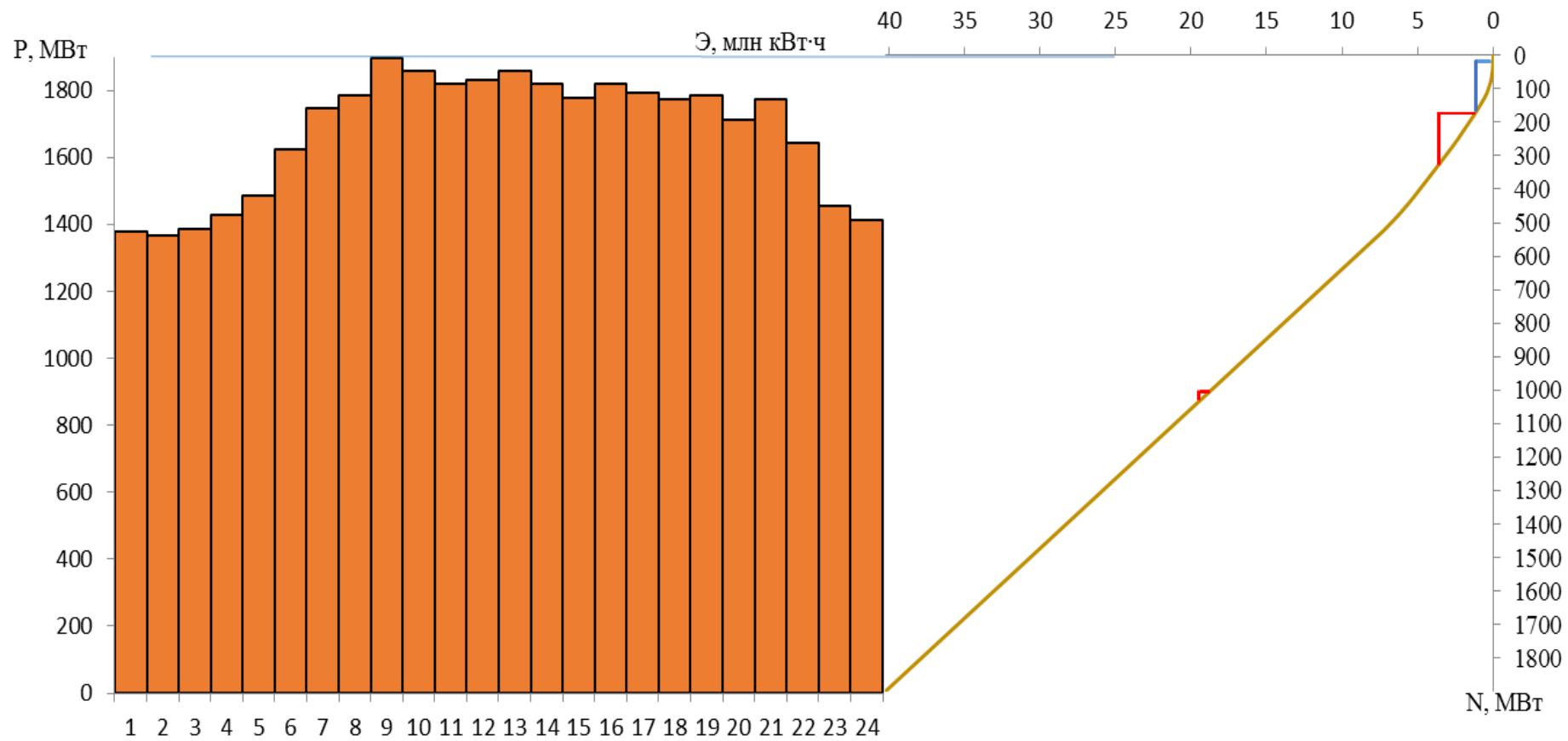


Рисунок 2.13 - Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Подбирая катеты по длине, рабочая мощность ГЭС получилась 277 МВт в зимний период.

Прибавив к этому значению резервную мощность (1,5 – 2 %) получаем установленную мощность проектируемой Ишимбайской ГЭС  $N_{уст}=285$  МВт.

## 2.11 Определение максимального расчетного расхода

Согласно СП58.13330.2012, проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс гидротехнического сооружения. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 % (СП58.13330.2012, основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая, (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,01 %). Расход воды заданной обеспеченностью:

$$Q_{P\%} = (\varphi_{P1\%} \cdot C_V + 1) \cdot Q_{ср.год} , \quad (2.24)$$

где,  $\varphi_{P1\%}$  - коэффициент отклонения ординат кривой обеспеченности среднеполоводных расходов от середины, определяемый в зависимости от коэффициента асимметрии  $C_s$ .

$C_V$  - коэффициент вариации;

$Q_{ср.год} = 2627 \text{ м}^3/\text{с}$  - среднее значение паводковых расходов.

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(K_i - 1)^2}{n}} , \quad (2.25)$$

где,  $K_i$  - модульный коэффициент, который определен по формуле:

$$K_i = \frac{Q_{ср.i}}{Q_{ср.маx}} , \quad (2.26)$$

Коэффициент асимметрии:

$$C_s = \sqrt{\frac{\sum(K_i - 1)^2}{n \cdot C_V^3}} , \quad (2.27)$$

Среднеквадратическая ошибка коэффициента вариации:  $C_V = 0,21$ ;  $C_s = 0,41$ .

Результаты расчета представлены в таблице 2.18. Кривая обеспеченности представлена на рисунке 2.14.

Расход для 0,01 обеспеченности вычислен с учетом гарантийной поправки  $\Delta Q = 432 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Таблица 2.18 – Вычисление теоретической кривой обеспеченности средних ГОДОВЫХ расходов воды

Q=KsQcp	Ks=Ms+1	Ms=ΦCv	Φ	P, %
3448	1,97	0,97	4,63	0,01
3095	1,77	0,77	3,67	0,1
2831	1,62	0,62	2,95	0,5
2706	1,55	0,55	2,61	1
2497	1,43	0,43	2,04	3
2390	1,37	0,37	1,75	5
2233	1,28	0,28	1,32	10
2049	1,17	0,17	0,82	20
1722	0,99	-0,01	-0,07	50
1487	0,85	-0,15	-0,71	75
1190	0,68	-0,32	-1,52	95
1124	0,64	-0,36	-1,7	97
1003	0,57	-0,43	-2,03	99
819	0,47	-0,53	-2,53	99,9
548	0,31	-0,69	-3,27	99,99

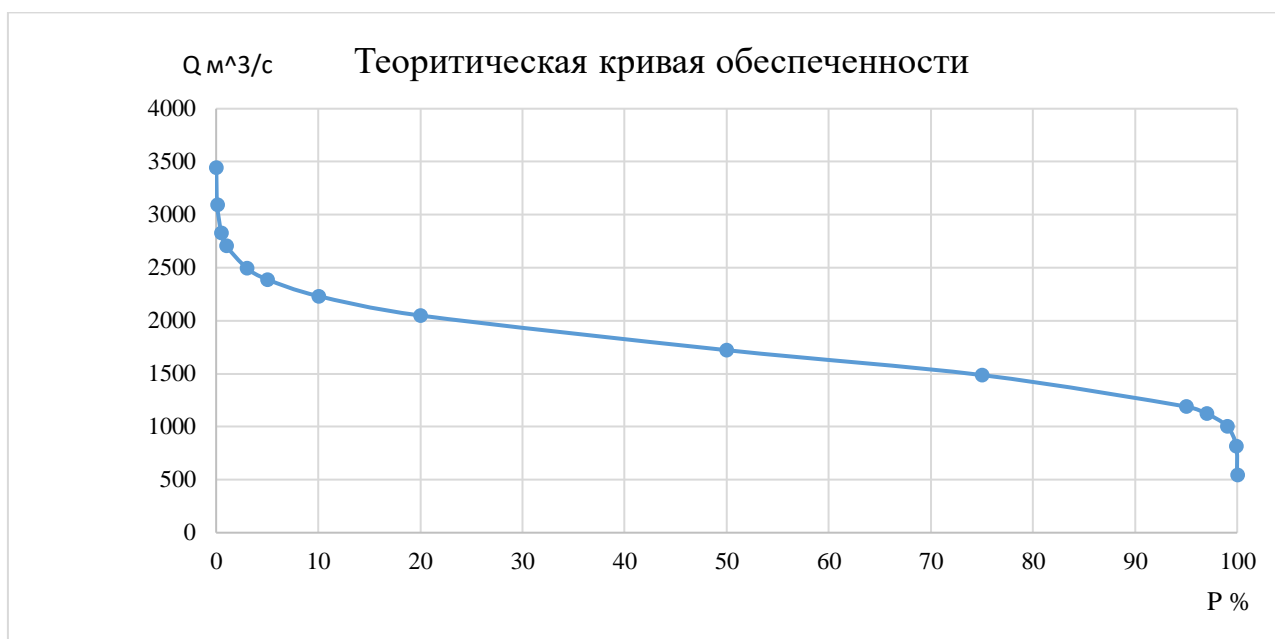


Рисунок 2.14 – Теоретическая кривая обеспеченности

### 3 Основное и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Выбор типа и числа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

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

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.28)$$

где,  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 155$  (м), для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 146,5$  (м);

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

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

Линия расчётного напора считается по предыдущей формуле, где  $\nabla ВБ$  будет являться средняя  $\nabla ВБ$  января графика сработки-наполнения водохранилища маловодного года, данные представлены в Таблице 2.11.

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

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}} \quad (2.29)$$

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

$k_N$  – коэффициент мощности;

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

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}} \quad (2.30)$$

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

$H_{ГЭС}$  – напор ГЭС;

$H_p$  – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора. Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля проектируемой ГЭС по напору и расходу

Кривые связи для летних и зимних условий							Напорные характеристики			линия огранич. по расчетной установл.		Линия огранич. по пропускной способн.	
Qнб	Zнб зима	Qвкх	потери	Z <sub>нпу</sub>	Z <sub>умо</sub>	Z <sub>вбьянв ср</sub>	H <sub>нпу</sub>	H <sub>умо</sub>	H <sub>Zнб1</sub>	H	Q	H	Q
м <sup>3</sup> /с	м	м <sup>3</sup> /с	м	м	м	м	м	м	м	м	м <sup>3</sup> /с	м	м <sup>3</sup> /с
0	99,9	170,0	055	155	146,55	150,78	54,6	46,1	50,4	49,7	661,0	25,7	551,7
100	1010	170,0	0,55	155	146,55	150,78	53,4	45,0	49,2	47,7	688,8	27,7	572,7
200	1019	170,0	0,55	155	146,55	150,78	52,5	44,1	48,3	45,7	718,9	29,7	593,1
300	102,7	170,0	0,55	155	146,55	150,78	51,8	43,3	47,5	43,7	751,8	31,7	612,7
400	103,3	170,0	0,55	155	146,55	150,78	51,1	42,7	46,9	41,7	787,9	33,7	631,7
500	103,9	170,0	0,55	155	146,55	150,78	50,5	42,1	46,3	39,7	827,5	35,7	650,2
600	104,5	170,0	0,55	155	146,55	150,78	50,0	41,5	45,7	37,7	871,4	37,7	668,2
700	105,0	170,0	0,55	155	146,55	150,78	49,4	41,0	45,2	35,7	920,3	39,7	685,7
800	105,5	170,0	0,55	155	146,55	150,78	48,5	40,5	44,7	33,7	974,9	41,7	702,7
900	106,0	170,0	0,55	155	146,55	150,78	48,5	40,0	44,2	31,7	1036,4	43,7	719,4
1000	106,5	170,0	0,55	155	146,55	150,78	48,0	39,5	43,8	29,7	1106,2	45,7	735,7
1100	106,9	170,0	0,55	155	146,55	150,78	47,5	39,1	43,3	27,7	1186,0	47,7	751,6
1200	107,4	170,0	0,55	155	146,55	150,78	47,1	38,6	42,9	25,7	1278,3	49,7	767,2

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции, представленный на рисунке 3.1.

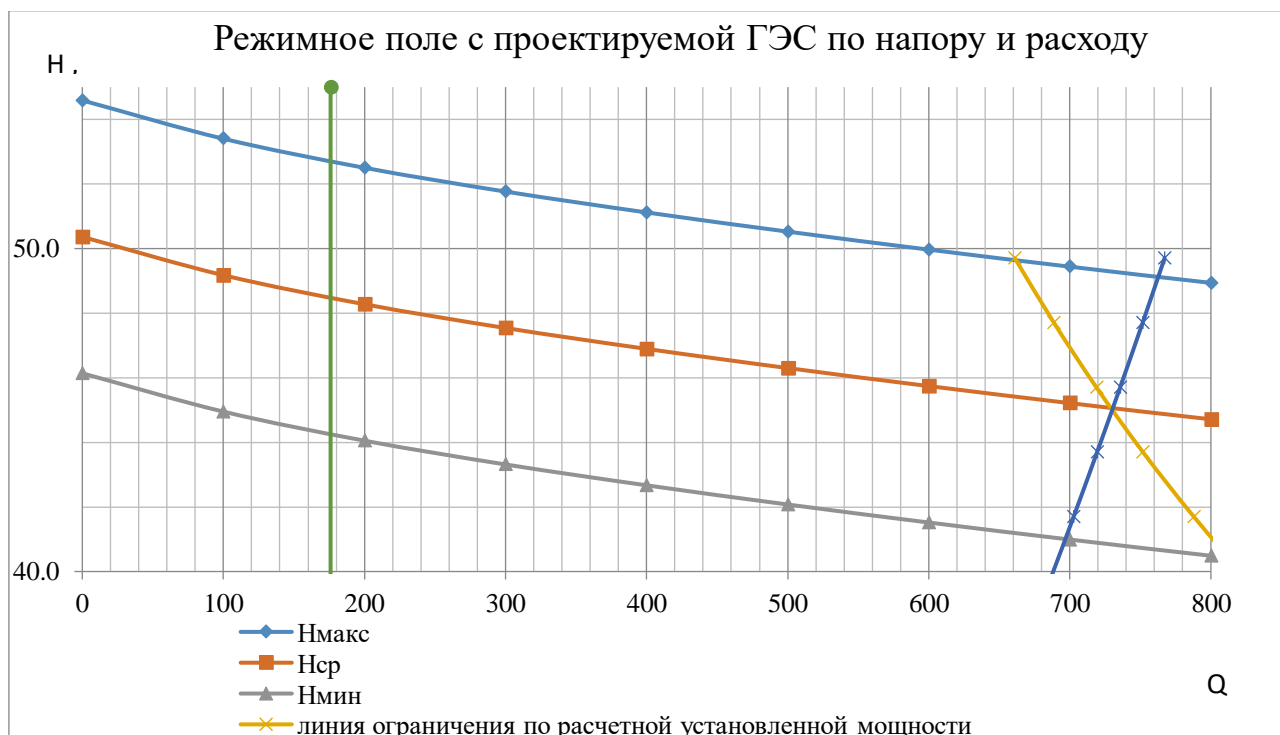


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой станции

Получаем рабочие напоры:

- максимальный напор  $H_{\max}=52,5$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{\min}=Q_{\text{вхк}}=176$  м<sup>3</sup>/с;
- расчетный напор  $H_{\text{расч}}=45,7$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;
- минимальный напор  $H_{\min}=41,7$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Для полученного диапазона изменения напора подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из условий:

- Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного.
- Отношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}}$  должно быть не меньше справочных данных.
- Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбины должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

### 3.1.2 Выбор системы и типа турбины

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

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- Поворотно-лопастная турбина ПЛ60-В;
- Поворотно-лопастная диагональная турбина ПЛД60-В60°;
- Радиально осевая РО75-В;

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин, данные представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры моделей гидротурбин

	ПЛ-60В	ПЛД60-В60°	РО75-В
$H_{\text{пред}}$ , м	60	60	75
$H_{\min} / H_{\max}$	0,5	0,5	0,6
$n_1$ opt, об/мин	116	111	83
$Q_1$ opt, л/с	1080	1130	1020
КПД opt	0,913	0,906	0,92
$Q_1$ max, л/с	1500	1600	1200
$\sigma$ ( $Q_1$ max)	0,55	0,65	0,13
D1 m, м	0,46	0,46	0,46
H мод, м	12	12	4
$t_{\text{mod}}$ , °С	20	20	20
$V_m$ , м <sup>2</sup> /с	0,000001004	0,000001004	0,0000015726
$Q'1(D1)$ , л/с	1560	1585	1200

Определение номинального диаметра рабочего колеса.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров результаты которых представлены в таблице 3.3 и 3.4 для ПЛ60-В, в таблице 3.5 для ПЛД60-Д60° и таблица 3.6 для РО-75.

Расчет рассмотрен для рубины ПЛ60-В с  $D_1 = 5,0$  м.

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta = 1 - (1 - \eta_M) \cdot [(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^{0,2} \cdot \left(\frac{H_M}{H_p}\right)^{0,1} \cdot \left(\frac{v_n}{v_M}\right)^{0,2}] = 1 - (1 - 0,913) \cdot [(1 - 0,75) + 0,75 \cdot \left(\frac{0,46}{5,0}\right)^{0,2} \cdot \left(\frac{12}{45,7}\right)^{0,1} \cdot \left(\frac{0,913}{0,000001004}\right)^{0,2}] = 0,941 \quad (3.1)$$

где,  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  - КПД, диаметр и напор модельной турбины;

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

$v_n, v_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_n$  и  $t_M$ .

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

Мощность одного агрегата:

$$N_{\text{агр}}^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_{\text{рас}} \cdot \sqrt{H_{\text{рас}} \cdot \eta_t \cdot \eta_r} = 9,81 \cdot 5,0^2 \cdot 1,560 \cdot 45,7 \cdot \sqrt{45,7 \cdot 0,941 \cdot 0,960} = 106,76 \text{ МВт} \quad (3.2)$$

где,  $Q_1'$  - приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_r$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_r = 0,960$ ).

Чисто устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z_a^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a^*} = \frac{285}{106,76} = 2,67 \text{ шт} \quad (3.3)$$

где,  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону и принимается:  $Z_a = 3$  шт.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{285}{3} = 95 \text{ МВт} \quad (3.4)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{рас}}}}{D_1} = \frac{116 \cdot \sqrt{1,031 \cdot 45,7}}{5,0} = 161,6 \text{ об/мин} \quad (3.5)$$

где,  $n'_p$  - приведенная частота в расчетной точке на ГУХ;

$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}$  – поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре.

Полученная синхронная частота вращения округляется в большую сторону, до ближайшего стандартного значения, тогда  $n_c = 166.07^{об/мин}$ .

По известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному определяются приведенные частоты вращения:

$$n'_{max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}} = \frac{166,7 \cdot 5,0}{\sqrt{41,7 \cdot 1,031}} = 127,1 \text{ об/мин}, \quad (3.6)$$

$$n'_{min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}} = \frac{166,7 \cdot 5,0}{\sqrt{52,5 \cdot 1,031}} = 113,7 \text{ об/мин}, \quad (3.7)$$

$$n'_{рас} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}} = \frac{166,7 \cdot 5,0}{\sqrt{45,7 \cdot 1,031}} = 121,4 \text{ об/мин}. \quad (3.8)$$

Результаты расчетов других диаметров приведены в таблице 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ60-В

D <sub>1</sub> , м	3,55	4	4,5	5	5,3	5,6
η <sub>T</sub>	0,938	0,939	0,940	0,941	0,941	0,942
N <sub>арп</sub> <sup>*</sup> , МВт	53,67	68,21	86,41	106,76	120,02	134,04
Z <sub>а</sub> <sup>*</sup> , шт	5,31	4,18	3,30	2,67	2,37	2,13
Z <sub>а</sub> , шт	6	6	4	3	3	3
N <sub>а</sub> , МВт	48	48	71	95	95	95
Δ <sub>1</sub>	1,028	1,029	1,030	1,031	1,031	1,031
n <sub>c</sub> <sup>*</sup> , об/мин	227,0	201,7	179,4	161,6	152,6	144,4
n <sub>c</sub> , об/мин	230,8	214,3	187,5	166,7	157,9	150,0
n' <sub>min</sub> , об/мин	111,5	116,6	114,8	113,3	113,7	114,1
n' <sub>рас</sub> , об/мин	119,5	125,0	123,0	121,4	121,9	122,3
n' <sub>max</sub> , об/мин	125,1	130,9	128,8	127,1	127,6	128,1
Q <sup>*</sup> n от H <sub>p</sub>	1,295	1,020	1,209	1,306	1,162	1,041
Q <sup>*</sup> n от H <sub>max</sub>	1,052	0,829	0,982	1,061	0,944	0,846
Q <sub>min</sub> от H <sub>max</sub>	1,901	1,497	1,182	0,957	0,852	0,763
Q <sub>min</sub> от H <sub>min</sub>	2,133	1,679	1,325	1,074	0,956	0,856

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ60-В

D <sub>1</sub> , м	6	6.3	7.1	7.5	8	8.5
η <sub>T</sub>	0,942	0,943	0,943	0,944	0,944	0,945
N <sub>арп</sub> <sup>*</sup> , МВт	153,96	169,80	215,86	240,96	274,29	309,78
Z <sub>а</sub> <sup>*</sup> , шт	1,9	1,7	1,3	1,2	1,04	0,92
Z <sub>а</sub> , шт	2	2	2	2	2	2
N <sub>а</sub> , МВт	143	143	143	143	143	143
Δ <sub>1</sub>	1,032	1,032	1,033	1,034	1,034	1,035
n <sub>c</sub> <sup>*</sup> , об/мин	134,9	128,5	114,1	99,0	101,4	95,5
n <sub>c</sub> , об/мин	136,4	130,4	115,4	100,0	103,4	96,8
n' <sub>max</sub> , об/мин	111,2	111,6	111,2	101,8	112,3	111,6
n' <sub>рас</sub> , об/мин	119,1	119,6	119,2	109,1	120,4	119,6



### Окончание таблицы 3.4

D <sub>1</sub> , м	6	6,3	7,1	7,5	8	8,5
n' <sub>mix</sub> , об/мин	124,7	125,2	124,8	114,2	126,0	125,2
Q* n от Нр	1,360	1,234	0,972	0,871	0,765	0,643
Q* n от Нmax	1,105	1,002	0,789	0,707	0,622	0,539
Qmin от Нmax	0,664	0,602	0,474	0,425	0,373	0,331
Qmin от Нmin	0,745	0,676	0,532	0,477	0,419	0,371

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛД60-В60°

D <sub>1</sub> , м	4	4,5	5	5,3	5,6	6	6,3
η <sub>г</sub>	0,934	0,935	0,936	0,937	0,937	0,938	0,938
N <sub>агр</sub> <sup>*</sup> , МВт	68,94	87,34	107,93	121,33	135,51	155,66	171,68
Z <sub>а</sub> <sup>*</sup> , шт	4,13	3,26	2,64	2,35	2,10	1,8	1,7
Z <sub>а</sub> , шт	6	4	3	3	3	2	2
N <sub>а</sub> , МВт	48	71	95	95	95	143	143
Δ <sub>1</sub>	0,031	0,032	0,033	0,034	0,034	0,035	0,035
n <sub>с</sub> <sup>*</sup> , об/мин	193,5	1,032	1,033	1,034	1,034	1,035	1,035
n <sub>с</sub> , об/мин	200,0	176,5	157,9	150,0	142,9	130,4	125,0
n' <sub>max</sub> , об/мин	108,7	107,9	107,2	107,9	108,6	106,2	106,8
n' <sub>рас</sub> , об/мин	116,5	115,6	114,9	115,7	116,4	113,8	114,5
n' <sub>min</sub> , об/мин	122,0	121,0	120,3	121,1	121,8	119,1	119,9
Q* n от Нр	1,020	1,209	1,306	1,162	1,041	1,360	1,234
Q* n от Нmax	0,829	0,982	1,061	0,944	0,846	1,105	1,002
Qmin от Нmax	1,495	1,181	0,956	0,850	0,762	0,663	0,601
Qmin от Нmin	1,677	1,325	1,072	0,954	0,855	0,744	0,675

Таблица 3.6 – Результаты расчета параметров оборудования для различных диаметров рабочего колеса турбины РО75-В

D <sub>1</sub> , м	5	5,3	5,6	6	6,3	7,1	7,5
η <sub>г</sub>	0,952	0,952	0,953	0,953	0,953	0,954	0,954
N <sub>агр</sub> <sup>*</sup> , МВт	83,08	93,39	104,29	119,77	132,08	167,87	187,37
Z <sub>а</sub> <sup>*</sup> , шт	3,43	3,05	2,73	2,4	2,2	1,70	1,5
Z <sub>а</sub> , шт	4	4	3	3	3	2	2
N <sub>а</sub> , МВт	71	71	95	95	95	143	143
Δ <sub>1</sub>	1,035	1,035	1,035	1,036	1,036	1,037	1,037
n <sub>с</sub> <sup>*</sup> , об/мин	116,1	109,6	1,037	96,9	92,3	81,9	77,6
n <sub>с</sub> , об/мин	120,0	111,1	107,1	100,0	93,8	83,3	78,9
n' <sub>max</sub> , об/мин	81,4	79,9	81,4	81,4	80,1	80,2	80,2
n' <sub>рас</sub> , об/мин	87,3	85,6	87,2	87,2	85,8	86,0	86,0
n' <sub>min</sub> , об/мин	91,3	89,6	91,3	91,3	89,9	90,0	90,0
Q* n от Нр	0,980	0,872	1,041	0,907	0,823	0,972	0,871
Q* n от Нmax	0,796	0,708	0,846	0,737	0,668	0,789	0,707
Qmin от Нmax	0,955	0,850	0,761	0,663	0,601	0,473	0,424
Qmin от Нmin	1,072	0,954	0,854	0,744	0,675	0,531	0,476

По данным, полученным в результате расчета исключаем из дальнейших расчетов турбины ПЛ60 – В с D<sub>1</sub> = 4 и 4,5, метра, т.к. при данных диаметрах необходимо большее количество агрегатов. Также исключаются турбины ПЛ60 -В с D<sub>1</sub> = 6; 6,3; 7,1; метров, т.к. при данных диаметрах необходимо установить почти целый лишний агрегат, а это экономически не выгодно. Рассматриваем ПЛ60 – В с D<sub>1</sub> = 5; 5,3; 5,6 м. Турбины РО75-В рассматриваем с диаметром D<sub>1</sub> = 5,6; 6; 6,3.

На главных универсальных характеристиках проводим линии соответствующие  $n'_{max}$ ,  $n'_{рас}$ ,  $n'_{min}$  и окончательно определяем положение расчетной точки. Для этого ГУХ определяется  $Q'_I$  и  $\eta_{так}$ , что бы выполнялось условие:

$$Q'_I \cdot \eta = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_{рас} \cdot \sqrt{H_{рас} \cdot \eta_r}} \quad (3.9)$$

Для ПЛ60-В с  $D_1=5,0$  м:

$$Q'_I \cdot \eta = \frac{95}{9.81 \cdot 5,0^2 \cdot 45,7 \cdot \sqrt{45,7 \cdot 0,96}} = 1,306. \quad (3.10)$$

С ГУХ определено:  $Q'_I = 1,460$  м<sup>3</sup>/с,  $\eta = 0,894$ .

Результаты расчета  $Q'_I \cdot \eta$  сведены в таблицы 3.7, 3.8 и 3.9

Таблица 3.7 – положение расчетных точек для турбин ПЛ-60В

$D_1$	5	5,3	5,6
$Q \cdot \eta_{рас}$	1,306	1,162	1,041
$Q \cdot \eta_{max}$	1,061	0,944	0,846

Таблица 3.8 – положение расчетных точек для турбин ПЛД60-В60°

$D_1$	5	5,3	5,6
$Q \cdot \eta_{рас}$	1,306	1,162	1,041
$Q \cdot \eta_{max}$	1,061	0,944	0,846

Таблица 3.9 – положение расчетных точек для турбин РО75-В

$D_1$	5,6	6	6,3
$Q \cdot \eta_{рас}$	1,041	0,907	0,823
$Q \cdot \eta_{max}$	0,846	0,737	0,668

По полученным значениям  $Q'_I \cdot \eta$  можно сделать вывод что расчетные точки турбин ПЛ-60В с диаметром 5,6 метров; ПЛД60-В60° с диаметром 5,6 метров; РО75-В с диаметрами 5,6; 6; 6,3 метра лежат за пределами рабочей области турбины, поэтому данные турбины исключаются из дальнейших расчетов. Для оставшихся турбин определим координаты рабочих точек, данные приведены в Таблице 3.10.

Строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого повторяем расчет по формуле 3.9, заменяя  $N_{рас}$  на  $N_{max}$ .

Таблица 3.10 – Координаты рабочих точек гидротурбин

Турбина	ПЛ-60В		ПЛД60-В60°	
	$D_1$ м			
$\eta_{рас}$	0,894	0,905	0,9	0,902
$Q_{рас}$	1,460	1,285	1,450	1,290
$\eta_{max}$	0,9115	0,911	0,904	0,904
$Q_{max}$	1,165	1,040	1,170	1,045

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

Линию ограничения при минимальном расходе  $Q_{\text{вхк}}=176 \text{ м}^3/\text{с}$  строят путем перерасчета в координату на ГУХ при  $H_{\text{min}}$ ,  $H_{\text{max}}$  по формуле:

$$Q'_i = \frac{Q_{\text{вхк}}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}} \quad (3.11)$$

где,  $Z_a$  – число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило равный единице.

Все расчеты занесены в таблицы 3.11 и 3.12.

Таблица 3.11 – линия ограничения по минимальному расходу для ПЛ60-В

$D_1 \text{ м}$	5	5,3
$Q_{\text{вхк}}, \text{ м}^3/\text{с}$	176	176
$Q_I^{\text{max}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,957	0,852
$Z_a, \text{ шт}$	3	3
$Q_I^{\text{min}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,074	0,956

Таблица 3.12 – линия ограничения по минимальному расходу для ПЛД60-В60°

$D_1 \text{ м}$	5	5,3
$Q_{\text{вхк}}, \text{ м}^3/\text{с}$	176	176
$Q_I^{\text{max}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,956	0,85
$Z_a, \text{ шт}$	3	3
$Q_I^{\text{min}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,072	0,954

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{н.б.}} \cdot (Q_{\text{н.б.}}) + H_s \quad (3.12)$$

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

Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- работа одного агрегата с  $N_p$  при  $H_{\text{max}}$ .
- работа одного агрегата с  $N_p$  при  $H_p$ .
- работа одного агрегата при  $H_{\text{min}}$  и соответствующей мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})}{900} - k_{\sigma} \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{\text{Х.Пл.}} \quad (3.13)$$

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

$\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$  – отметка НБ при данном расходе;

$k_{\sigma}=1,1$  – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

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

$\Delta Z_{\text{Х.Пл.}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбины.

Представлен расчет для турбины ПЛ60-В с  $D_1 = 5.0$  м. в таблице 3.13.

Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ

На режимном поле проектируемой ГЭС (Рисунок 3.1) находим точку 1, на характеристике  $H(Q)$  при отметке НПУ, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата.

Координаты точки 1 :  $Q_a = 176 \text{ м}^3 / \text{с}$ ,  $H_a = 37,5$  м.

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta H_a}} = \frac{166.7 \cdot 5,0}{\sqrt{1.031 \cdot 37.5}} = 113.3 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.14)$$

На универсальной характеристике проводим линию  $n'_1$  до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем  $\sigma$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{НБ}}(Q_a)$  м.

Определяем высоту отсасывания по формуле:

$$H_s = 10.33 - \frac{101.75}{900} - 1,1 \cdot 0,32 \cdot 52,5 = - 8,56 \text{ м.}$$

Таблица 3.13 – Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ

1 случай	Работа одного агрегата с уст. Мощностью при НПУ									$H_s$ , м
	$D_1$ , м	$N_a$ , МВт	$H_a$ , м	$Q_1$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$n'$	$Z_{\text{НБ}}$ , м	$k_s$	$s$ .	$\Delta Z_{\text{Х.Пл.}}$ , м	
ПЛ60-В	5,00	95,00	52,50	176,00	113,3	101,75	1,10	0,32	0,00	-8,26
ПЛ60-В	5,30	95,00	52,50	176,00	113,7	101,75	1,10	0,28	0,00	-5,95
ПЛД60-В60°	5,00	95,00	52,50	176,00	107,2	101,75	1,10	0,35	0,88	-9,11
ПЛД60-В60°	5,30	95,00	52,50	176,00	107,9	101,75	1,10	0,27	0,94	-4,44

Работа для всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ

На режимном поле (Рисунок 3.1) этому режиму соответствует точка 2. Для нее:  $Q_a = 661 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $H_a = 49,7$  м.

Далее рассчитываем аналогично первому случаю, данные расчета представлены в таблице 3.14:

Таблица 3.14 – Работа для всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ

2 случай	Работа одного агрегата с уст. Мощностью при НПУ									Н <sub>с</sub> , м
	D1, м	Na, МВт	Н <sub>а</sub> , м	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /с	n'	Z <sub>НБ</sub> , м	ks	s.	ΔZ <sub>х.пл.</sub> , м	
ПЛ60-В	5,00	95,00	49,70	661,00	116,4	104,81	1,10	0,42	0,00	-12,75
ПЛ60-В	5,30	95,00	49,70	661,00	116,9	104,81	1,10	0,34	0,00	-8,37
ПЛД60–В60°	5,00	95,00	49,70	661,00	110,2	104,81	1,10	0,42	0,88	-11,87
ПЛД60 – В60°	5,30	95,00	49,70	661,00	110,9	104,81	1,10	0,94	0,94	-6,89

Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре на режимном поле (Рисунок 3.1) этому режиму соответствует точка 3. Для нее: Q<sub>а</sub> = 735 м<sup>3</sup>/с, Н<sub>а</sub> = 45,7 м.

Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре представлена в таблице 3.15.

Общие результаты расчета отсасывания гидротурбин представлены в таблице 3.16.

Таблица 3.15 – Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре

3 случай	Работа всех агрегатов с уст. мощностью при расчетном напоре									Н <sub>с</sub> , м
	D1, м	Na, МВт	Н <sub>а</sub> , м	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /с	n'	Z <sub>НБ</sub> , м	ks	s.	ΔZ <sub>х.пл.</sub> , м	
ПЛ60-В	5,00	95,00	45,70	735,00	121,4	105,19	1,10	0,57	0,00	-18,44
ПЛ60-В	5,30	95,00	45,70	735,00	121,9	105,19	1,10	0,44	0,00	-11,91
ПЛД60–В60°	5,00	95,00	45,70	735,00	114,9	105,19	1,10	0,54	0,88	-16,05
ПЛД60 – В60°	5,30	95,00	45,70	735,00	115,7	105,19	1,10	0,42	0,94	-9,96

Таблица 3.16 – Общие результаты расчета отсасывания гидротурбин

ПЛД60–В60°	ПЛД60–В60°	ПЛ60-В	ПЛ60-В	Общий результат
5,30	5,00	5,30	5,00	D1, м
3,00	3,00	3,00	3,00	Z <sub>а</sub> , шт
150,00	157,900	157,900	166,70	n <sub>с</sub> , об/мин
95,00	95,00	95,00	95,00	Na, МВт
-4,44	-9,11	-5,95	-8,26	Н <sub>с</sub> 1
-6,89	-11,87	-8,37	-12,75	Н <sub>с</sub> 2
-9,96	-16,05	-11,91	-18,44	Н <sub>с</sub> 3
-9,96	-16,05	-11,91	-18,44	Н <sub>с</sub> min
101,75	101,75	101,75	101,75	Z <sub>НБ</sub> 1, м
104,81	104,81	104,81	104,81	Z <sub>НБ</sub> 2, м
105,19	105,19	105,19	105,19	Z <sub>НБ</sub> 3, м
101,75	101,75	101,75	101,75	Z <sub>НБ</sub> min, м
97,31	92,64	95,80	93,49	Z <sub>рк</sub> 1
97,92	92,94	96,43	92,06	Z <sub>рк</sub> 2
95,22	89,14	93,28	86,75	Z <sub>рк</sub> 3
95,22	89,14	93,28	86,75	Z <sub>рк.min</sub>
91,79	85,70	89,85	83,31	Z <sub>рк.max</sub>

При сравнении энергетических показателей гидротурбин, было выявлено для работы в заданном режиме наиболее подходит гидротурбина ПЛД60– В60° с  $D_1 = 5.3$  м, потому что – имеет минимальную высоту отсасывания.

Из всех полученных значений  $H_s$  выбираем такое значение, которое обеспечивает баскавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы,  $H_{s3} = - 9.96$  м.

### 3.3 Гидромеханический расчет спиральной камеры

Для турбины ПЛД60-В60° принимаем бетонную спиральную камеру, с плоским потолком и углом охвата  $\varphi = 225^\circ$ .

Основные размеры отсасывающей трубы пересчитываем по отношению диаметров модели и натуре с главной универсальной характеристики, представленный на рисунке 3.2.

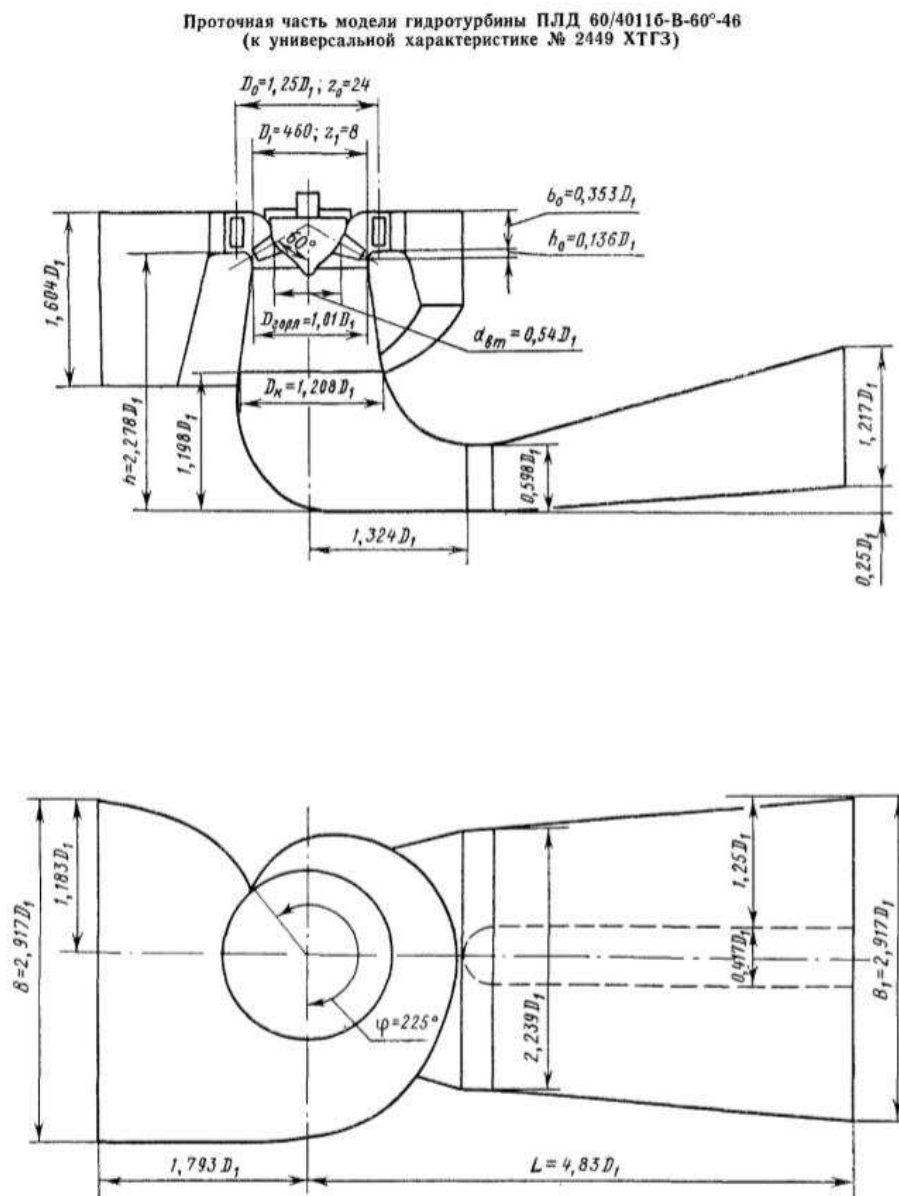


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛД60-В60°

Размеры конического раструба диффузора трубы:

$$D_{\text{горл}} = 1,01 \cdot D_1 = 1,01 \cdot 5,3 = 5,353 \text{ м,}$$

$$D_k = 1,208 \cdot D_1 = 1,208 \cdot 5,3 = 6,4 \text{ м,}$$

$$h = 2,278 \cdot D_1 = 2,278 \cdot 5,3 = 12,07 \text{ м,}$$

$$d_{\text{вт}} = 0,54 \cdot D_1 = 0,54 \cdot 5,3 = 2,86 \text{ м.}$$

Размеры колена отсасывающей трубы:

$$h_2 = 1,198 \cdot D_1 = 1,198 \cdot 5,3 = 6,35 \text{ м,}$$

$$h_3 = 0,598 \cdot D_1 = 0,598 \cdot 5,3 = 3,17 \text{ м,}$$

$$L_1 = 1,324 \cdot D_1 = 1,324 \cdot 5,3 = 7,02 \text{ м,}$$

$$B_2 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 5,3 = 15,46 \text{ м,}$$

$$B_1 = 1,604 \cdot D_1 = 1,604 \cdot 5,3 = 8,5 \text{ м,}$$

$$L_2 = 1,793 \cdot D_1 = 1,793 \cdot 5,3 = 9,5 \text{ м.}$$

Размеры спиральной камеры:

$$D_0 = 1,25 \cdot D_1 = 1,25 \cdot 5,3 = 6,625 \text{ м,}$$

$$h_0 = 0,136 \cdot D_1 = 0,136 \cdot 5,3 = 0,72 \text{ м,}$$

$$b_0 = 0,353 \cdot D_1 = 0,353 \cdot 5,3 = 1,87 \text{ м.}$$

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Поскольку проектирование гидрогенератора не входит в состав задач данного проекта, то выбирается серийный тип генератора по справочным данным. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения, результаты расчета представлены в Таблице 3.17.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{95}{0,85} = 111,76 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.15)$$

где,  $\cos \varphi = 0,81 - 0,9$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{166,7} = 35,99 \quad (3.16)$$

Таблица 3.17 – Результаты расчета номинальной мощности генератора

	$N_{\text{ар.}},$ МВт	$\cos(\varphi)$	$N_{\text{синх.}},$ об/мин	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	p	Тип генератора
ПЛ60-В-500	95,00	0,85	166,70	111,76	35,99	СВ-835/180-36
ПЛ60-В-530	95,00	0,85	157,90	111,76	38,00	не существует
ПЛД60 – В60° - 500	95,00	0,85	157,90	111,76	38,00	не существует
ПЛД60 – В60° - 530	95,00	0,85	150,00	111,76	40,00	СВ-850/190-40

По справочным данным гидрогенератор: СВ-850/190-40 для турбины ПЛД60 – В60°- 530.

Каждый гидрогенератор имеет свою рабочую характеристику, представляющую собой зависимость активной мощности генератора  $N_g$  от его КПД  $\eta_g$ . Для того, чтобы учесть переменный КПД генератора при выборе оборудования, необходимо рабочую характеристику  $\eta_g(N_g)$  пересчитать в координаты  $\eta_g$  от мощности турбины  $N_T$  путем деления мощности генератора  $N_g$  на его КПД. Расчеты представлены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Результаты расчета рабочей характеристики  $\eta_g(N_g)$

Типовая хар-а	$N_g$	ПЛ60-500		ПЛ60-530		ПЛД60 – В60°- 530	
		$N_T$ , %	$N_T$ , МВт	$N_T$ , МВт	$N_T$ , МВт	$N_T$ , МВт	$N_T$ , МВт
100	98,1	100	102	0	0	90	92
75	97,8	75	77	0	0	68	69
50	97,1	50	51	0	0	45	46
25	95	25	26	0	0	23	24

Рабочие характеристики  $\eta_g(N_T)$  представлены на рисунке 3.3.

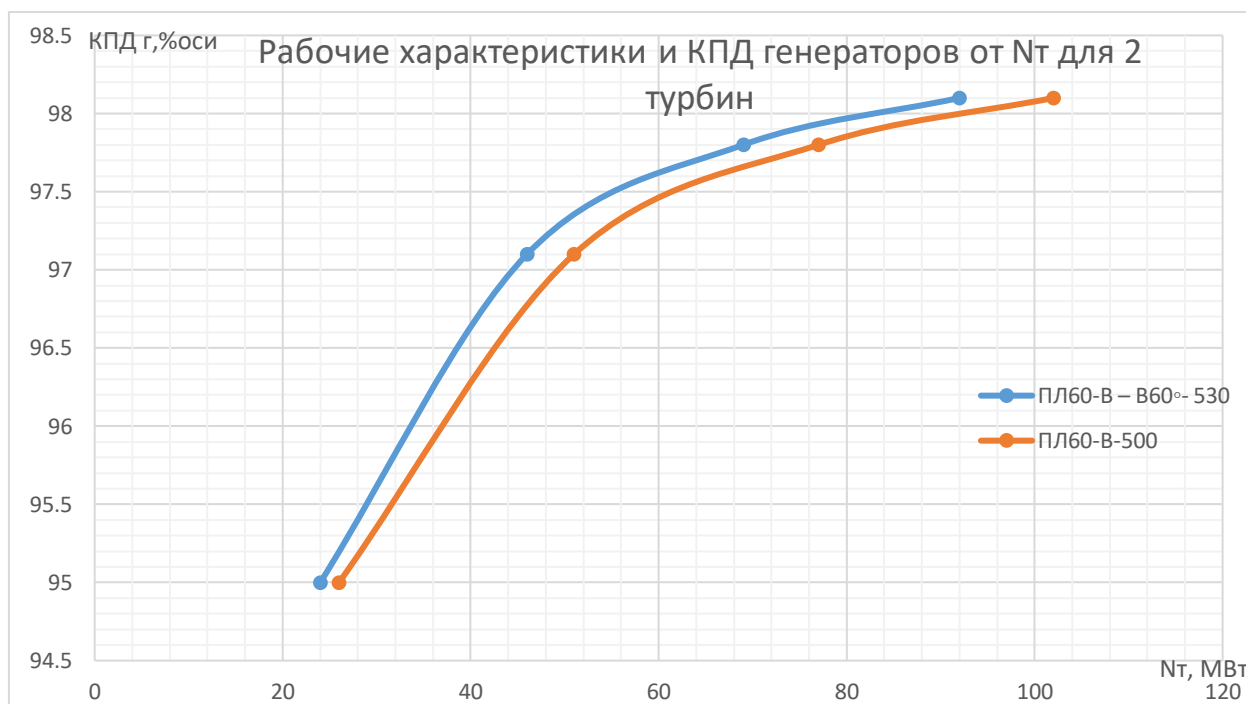


Рисунок 3.3 – Рабочая характеристика КПД генератора от  $N_T$

### 3.5 Выбор маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА). МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака. Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети –



воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Расчет объема сервомоторов производится по формуле:

$$W_c = \frac{A_c}{P_k} \quad (3.17)$$

где,  $P_k$  – номинальное давление котла, Па;

$A_c$  – работоспособность сервомоторов.

Работоспособность сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат рассчитываются по формуле:

$$A_{с.н.а.} = k_{НА} \cdot \gamma \cdot H_{max} \cdot b_0 \cdot D_1^2 \quad (3.18)$$

где,  $k_{НА}$  – опытный коэффициент;

$\gamma$  – объемный вес воды.

Работоспособность сервомоторов, обслуживающих рабочее колесо:

$$A_{с.р.к.} = k_{РК} \cdot \gamma \cdot H_{max} \cdot D_1^2 - d^2 \quad (3.19)$$

Общий объем котла:

$$V_k = (20 - 25) \cdot W_{с.н.а.} + (3 - 4) \cdot W_{с.р.к.} \quad (3.20)$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0.375 \cdot D_1 = 0.375 \cdot 5.3 = 2 \text{ м} \quad (3.21)$$

Работоспособность сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат:

$$A_{с.н.а.} = 0,05 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 52,5 \cdot 2 \cdot 5,3^2 = 1,44 \text{ МДж}$$

Работоспособность сервомоторов, обслуживающих рабочее колесо:

$$A_{с.р.к.} = 0,05 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 52,5 \cdot 5,3^2 - 2,86^2 = 0,72 \text{ МДж}$$

Объем сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат

$$W_{с.р.к.} = \frac{1,44}{4} = 0,36 \text{ м}^3$$

Объем сервомоторов, обслуживающих рабочее колесо:

$$W_{с.р.к.} = \frac{0,72}{4} = 0,18 \text{ м}^3$$

Общий объем котла:

$$V_k = 25 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,18 = 8,04 \text{ м}^3$$

По полученному объему принимаем МНУ 8 – 1/40.

Для выбранного МНУ принимаем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК – 2М – 100 – 4. Данный регулятор на специальных магнитных усилителях (2М) с гидромеханической колонкой 4 исполнения с главным золотником диаметром 100 мм.

### 3.6 Выбор диаметра вала гидротурбины

Расчет диаметра вала проводится по двум формулам:

$$D_B = \left( 5.1 \cdot \frac{M_{кр}}{32} \right)^{0,33}, \quad (3.22)$$

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N_{арп}}{n_c} = 0,00974 \cdot \frac{95000}{150} = 6,17 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.23)$$

$$D_B = 105 \cdot \left( \frac{N_{арп}}{n_c} \right)^{0,35}. \quad (3.24)$$

Диаметр по первой формуле:

$$D_B = \left( 5.1 \cdot \frac{6,17}{32} \right)^{0,33} = 0,99 \text{ м.}$$

Диаметр по второй формуле:

$$D_B = 105 \cdot \left( \frac{95000}{150} \right)^{0,35} = 1004 \text{ мм.}$$

Принимаем вал диаметром 1,0 м.

## 4 Компонировка и сооружения гидроузла

### 4.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины и гребня быка

Отметка гребня грунтовой плотины назначается над возвышением его над расчетным уровнем воды.

Возвышение гребня  $h_s$  определяется для двух сочетаний нагрузок:

- основного (в верхнем бьефе НПУ),
- особого (в верхнем бьефе ФПУ).

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

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

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_s, \quad (4.2)$$

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

$$h_s = h_{\text{run } 1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a \quad (4.3)$$

где,  $h_{\text{run } 1\%}$  – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;

$\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона воды в верхнем бьефе;

$a$  – конструктивный запас, принимаемый от 0,5 до 2 метров.

Класс капитальности грунтовой плотины принимается как для бетонной.

Для сооружений I класса принимаем обеспеченности скорости ветра:

- при основном сочетании нагрузок и воздействий – 2% ( $V_w = 30$  м/с);
- при особом сочетании нагрузок и воздействий – 20% ( $V_w = 20$  м/с);

### 4.1.2 Определение высоты ветрового нагона

$$\Delta h_{\text{set}} = k \frac{V_w^2 L}{gd} \cos \alpha_w, \quad (4.4)$$

где,  $\alpha_w$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров (в курсовом проекте принимается  $\alpha = 0$ );

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L$  – длина разгона волны.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий  $L=600$  м;

Для особого сочетания нагрузок и воздействий  $L=1600$  м;

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище;

$k$  – коэффициент, принимается для скорости ветра  $V_w = 30$  м/с равным:

$$k = 3 \cdot 10^{-6},$$

для  $V_w = 20$  м/с равным  $k = 2,1 \cdot 10^{-6}$

а) Для основного сочетания нагрузок и воздействий по формуле

$$\Delta h_{set} = 3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{30^2 \cdot 600}{9,81 \cdot 27,5} \cdot 1 = 0,006 \text{ м} \quad (4.5)$$

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дно}}{2} = \frac{155 - 100}{2} = 27,5 \text{ м} \quad (4.6)$$

б) Для особого сочетания нагрузок и воздействий по формуле

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 1600}{9,81 \cdot 28} \cdot 1 = 0,005 \text{ м} \quad (4.7)$$

$$d = \frac{\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дно}}{2} = \frac{156 - 100}{2} = 28 \text{ м} \quad (4.8)$$

#### 4.1.3 Определение высоты волны 1% обеспеченности

а) Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} \text{ и } \frac{gt}{V_w}, \quad (4.9)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище (в курсовом проекте  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ ).

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 6000}{30^2} = 65,4$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{30} = 7063$$

по верхней огибающей кривой для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн, и значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$

определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}^2}{2\pi}$

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 65,4 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,015, \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = 1,42;$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 7063 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,09, \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = 3,8;$$

Принимаются наименьшие значения комплексов  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,015$ ,  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,42$  и определяется средний период волны  $\bar{T}$ (с) и средняя высота волны  $\bar{h}$  (м):

$$\bar{T} = \frac{1,42 \cdot V_w}{g} = \frac{1,42 \cdot 30}{9,81} = 4,34 \text{ с}, \quad (4.10)$$

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,015 \cdot 30^2}{9,81} = 1,38 \text{ м} \quad (4.11)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,34^2}{2 \cdot 3,14} = 29,42 \text{ м}, \quad (4.12)$$

проверяется условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ .

$d = 27,5 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 29,42 = 14,71 \text{ м}$  – условие выполняется.

Определение высоты волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,38 \cdot 2,1 = 2,9 \text{ м} \quad (4.13)$$

$K_i$ -коэффициент принимаемый по графику [6] в зависимости от  $\frac{gL}{V_w^2} = 65,4$ .

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением  $d = 27,5 \text{ м} > 2h_{1\%} = 2 \cdot 2,9 = 5,8 \text{ м}$  определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} \quad (4.14)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по таблице 6 [6]; для гравийно-галечниковых  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$ ;

$k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимается по таблице 7 [6] при скорости ветра 30 м/с и  $ctg\varphi = 3$ ;

$k_{run} = 1,2$  – коэффициент, принимается по рисунку 10 [6] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{29,42}{2,9} = 10,14$  на глубокой воде.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 2,9 = 4,7 \text{ м} \quad (4.15)$$

б) Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляются безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище, с (в курсовом проекте  $t = 6\text{ч} = 21600\text{с}$ ).

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

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8$$

по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) и значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}^2}{2\pi}$  [6].

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 392,4 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,032, \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,4;$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 10594,8 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,1, \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,6;$$

Принимаются наименьшие значения комплексов  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,032, \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,4$  и определяется средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м):

$$\bar{T} = \frac{2,4 \cdot V_w}{g} = \frac{2,4 \cdot 20}{9,81} = 4,89 \text{ с}, \quad (4.16)$$

$$\bar{h} = \frac{0,032 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,032 \cdot 20^2}{9,81} = 1,3 \text{ м} \quad (4.17)$$

определяется средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,89^2}{2 \cdot 3,14} = 37,35 \text{ м}, \quad (4.18)$$

Проверка условия  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ .

$d = 28 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 37,35 = 18,67$  – условие выполняется.

Определяется высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} * K_i = 1,3 \cdot 2,13 = 2,77 \text{ м} \quad (4.19)$$

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением  $d = 28 \text{ м} > 2h_{1\%} = 2 * 2,77 = 5,54 \text{ м}$  определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r * k_p * k_{sp} * k_{run} * h_{1\%} \quad (4.20)$$

где,  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, для гравийно-галечниковых  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  [6];

$k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимается по таблице 7 [6] при скорости ветра 20 м/с и  $ctg\varphi = 3$ ;

$k_{run} = 1,6$  – коэффициент, принимаемый по рисунку 10 [5] в зависимости от пологости волны

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{37,35}{2,77} = 13,48 \quad (4.21)$$

на глубокой воде  $ctg\varphi = 3$ .

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,6 \cdot 2,77 = 5,98 \text{ м} \quad (4.22)$$

Возвышение гребня грунтовой плотины

– Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,7 + 0,006 + 1,294 = 6 \text{ м} \quad (4.23)$$

– Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 5,98 + 0,005 + 1,015 = 7 \text{ м} \quad (4.24)$$

Определение отметки грунтовой плотины.

– Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 155 + 6 = 161 \text{ м} \quad (4.25)$$

– Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{ФПУ} + h_s = 156 + 7 = 163 \text{ м} \quad (4.26)$$

Принимается  $\nabla_{ГГП} = 163 \text{ м}$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большей из двух отметок:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГГП} = 163 \text{ м}$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 * H_{ст} = 148 + 1,6 * 7 = 159,2 \text{ м} \quad (4.27)$$

Проектная отметка гребня плотины принимается равной 163 м.

#### **4.1.4 Расчет положения кривой депрессии для плотины с диафрагмой и дренажным банкетом на водонепроницаемом основании**

При расчете положения кривой депрессии будем использовать метод виртуальных длин, суть этого метода заключается в том, что диафрагма с

коэффициентом фильтрации ( $K_d$ ) и средней толщиной ( $\delta_{cp}$ ), заменяется диафрагмой виртуальной длины  $\delta_d$ , с коэффициентом фильтрации, равный коэффициенту фильтрации тела плотины. Последующий расчет выполняется, как расчет однородной плотины с уширенным гребнем, коэффициентом фильтрации тела плотины ( $K_T$ ) и принятым дренажным устройством.

Средняя толщина диафрагмы  $\delta_{cp}=1,2$  м.

Определяем виртуальную длину диафрагмы:

$$\delta_d = \delta_{cp} \cdot \frac{K_T}{K_d} = 1,2 \cdot \frac{10}{6 \cdot 10^{-4}} = 20000 \text{ м} \quad (4.28)$$

где  $K_T = 10$  м/сут – коэффициент фильтрации тела плотины (песок средний);

$K_d = 6 \cdot 10^{-4}$  м/сут – коэффициент фильтрации диафрагмы (глиноцементобетон);

Определяем расстояние, на котором кривая депрессии выклинивается на поверхность воды в ВБ:

$$\lambda H_1 = \frac{m_1}{1+2 \cdot m_1} * H_1 = \frac{2}{1+2 \cdot 2} \cdot 55 = 22 \text{ м} \quad (4.29)$$

где  $m_1 = 2,0$  – заложение верхового откоса.

Вычисляем расстояние от точки пересечения внутреннего откоса дренажной призмы с подошвой плотины до точки выклинивания кривой депрессии в дренаж:

$$l_{др} = \frac{m_3 \cdot H_2}{3} = \frac{1,25 \cdot 7,9}{3} = 3,29 \text{ м} \quad (4.30)$$

где  $m_3 = 1,25$  – заложение откосов дренажной призмы;

$H_2 = 7,9$  м – расстояние от  $\nabla_{дна}$  до  $\nabla_{УНБ}$ .

Определяем расстояние от начала координат до точки пересечения внутреннего откоса дренажной призмы с подошвой плотины:

$$\begin{aligned} S &= m_1 \cdot d + \left( \frac{b}{2} - \frac{\delta_{cp}}{2} \right) + \delta_d + \left( \frac{b}{2} - \frac{\delta_{cp}}{2} \right) + m_2 \cdot (h_{пл} - h_{пр}) - m_3 \cdot h_{пр} \\ &= 2,0 \cdot 8 + \left( \frac{10}{2} - \frac{1,2}{2} \right) + 20000 + \left( \frac{10}{2} - \frac{1,2}{2} \right) + 1,75 \cdot (63 - 10) \\ &\quad - 1,25 \cdot 10 = \\ &= 20105,05 \text{ м} \end{aligned} \quad (4.31)$$

где  $d = 8$  м - расстояние от  $\nabla_{НПУ}$  до  $\nabla_{ГГП}$ ;

$b = 10$  м - ширина гребня плотины;

$m_2 = 1,75$  - заложение низового откоса;

$h_{пл} = 63$  м - высота плотины;

$h_{пр} = 10$  м - высота призмы.



Вычисляем удельный фильтрационный расход:

$$q = K_T \cdot \frac{H_1^2 - H_2^2}{2 \cdot (S + \lambda H_1 + l_{др})} = 10 \cdot \frac{55^2 - 7,9^2}{2 \cdot (20105,05 + 22 + 3,29)} = 0,74 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.32)$$

Определяем ординату точки выклинивания кривой депрессии в дренаж:

$$h_4 = h_3 + H_2 = 0 + 7,9 = 7,9 \text{ м} \quad (4.33)$$

$$h_3 = f(m_3) \cdot \frac{q}{K_T} = 0,32 \cdot \frac{0,74}{10} = 0,024 \quad (4.34)$$

$f(m_3)$  – определяется по таблице 4.1 в зависимости от заложения внутреннего откоса дренажной призмы.

Таблица 4.1- Определение функции от заложения дренажной призмы

$m_3$	0	0,5	1	1,5	2	2,5
$f(m_3)$	0,74	0,51	0,36	0,28	0,22	0,18

При  $h_3 = 0,024 < H_2 = 7,9 \text{ м}$  принимается  $h_3 = 0$ .

Ординаты депрессионной кривой определяются по заданным значениям  $x$  с использованием зависимости:

$$h_x = \sqrt{2 \cdot \frac{q}{K_T} \cdot (S - x + l_{др}) + h_4^2}, \text{ м} \quad (4.35)$$

$$h_x = \sqrt{0,148 \cdot (20108,34 - x) + 62,41}$$

На участке до ядра задаемся  $x$  от 0 до

$$m_1 \cdot d + \frac{b}{2} - \frac{\delta_{ср}}{2} = 2,0 \cdot 8 + 5 - 0,6 = 20,4 \text{ м} \quad (4.36)$$

На участке от ядра до точки пересечения внутреннего откоса дренажной призмы задаемся  $x$  в диапазоне от :

$$m_1 \cdot d + \frac{b}{2} - \frac{\delta_{ср}}{2} + \bar{\delta}_д = 2,0 \cdot 8 + 5 - 0,6 + 20000 = 20020,4 \text{ м} \quad (4.37)$$

до  $x = S = 20105,05 \text{ м}$

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.2 и 4.3.

Таблица 4.2– Ординаты для построения кривой депрессии на участке до диафрагмы

x, м	0	5	10	15	20,4
hх, м	55,12	55,11	55,1	55,09	55,09

Таблица 4.3-Ординаты для построения кривой депрессии на участке после диафрагмы

x, м	20020,4	20030	20040	20050	20060	20070	20080	20090	20105,05
hх, м	8,68	8,6	8,51	8,42	8,33	8,24	8,15	8,06	7,93

Положение кривой депрессии представлено на рисунке 4.1.

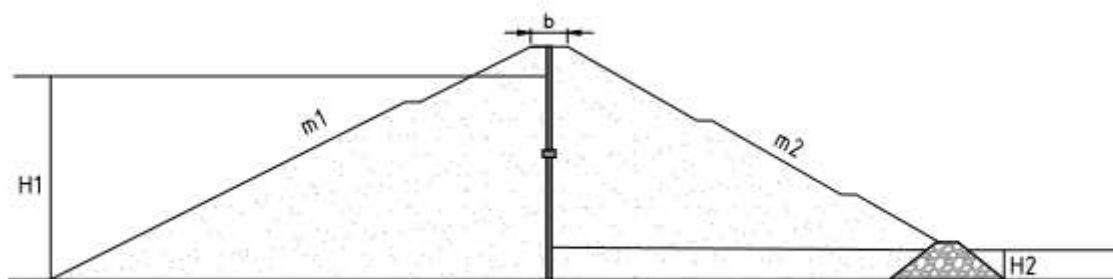


Рисунок 4.1 - Положение кривой депрессии

#### 4.1.5 Оценка фильтрационной прочности грунтов

Фильтрационная прочность диафрагмы обеспечивается, если выполняется условие:

$$J \leq \frac{J_{кр}}{\gamma_n} \quad (4.38)$$

где  $J$  - градиент напора в расчетной области;

$J_{кр}$  - критический градиент напора для глиноцементобетона диафрагмы;

$\gamma_n$  - коэффициент надежности по ответственности;

Для диафрагмы плотины градиент напора равен:

$$J_d = \frac{H}{\delta_{ср}} = \frac{46,41}{1,2} = 38,675 \quad (4.39)$$

где  $H$  – напор на диафрагме,

$$H = h_B - h_H = 55,09 - 8,68 = 46,41 \text{ м} \quad (4.40)$$

Рассматриваемая плотина имеет I класс так как постоянное число проживающих людей которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения более 3000 чел. Значит,  $\gamma_H = 1,25$ . Для диафрагмы из глиноцементобетона. Определяем соотношение:

$$\frac{J_{кр}}{\gamma_H} = \frac{60}{1,25} = 48 > 38,675 \quad (4.41)$$

Фильтрационная прочность диафрагмы соблюдается. Градиент фильтрационного потока при выходе в дренаж:

$$J_{вых} = \frac{\Delta h}{\Delta x} \quad (4.42)$$

где  $\Delta h$  - потери напора по длине,  $h=h_4=H_2=7,9$ м;

$\Delta x$  – длина на которой теряется напор, т.е.  $\Delta h$ ,

$$\Delta x = m_3 \cdot H_2 = 1,25 \cdot 7,9 = 9,875 \text{ м.} \quad (4.43)$$

$$J_{вых} = \frac{7,9}{9,875} = 0,8$$

Градиент напора в расчетной области фильтрации для тела призмы  $J = 1,0$ ;

$$\frac{J_{кр}}{\gamma_H} = \frac{1,0}{1,25} = 0,8 \geq 0,8 - \text{условие соблюдается.}$$

#### **4.1.6 Расчет устойчивости низового откоса методом круглоцилиндрической поверхности**

При расчете устойчивости откоса грунтовой плотины рассматривается плоская задача, предполагая, что обрушение откоса произойдет по некоторой заданной поверхности, которую принимают в виде дуги окружности, т.е. по кругло-цилиндрической поверхности. Задача расчета заключается в поиске области центров наиболее опасных кривых скольжения и определении наименьшего коэффициента устойчивости. Устойчивость откоса обеспечивается если удовлетворяется условие:

$$K_y > \gamma_H$$

где,  $\gamma_H = 1,25$  - коэффициент надежности для сооружения I класса.

Расчеты устойчивости носят вероятностный характер, так как заранее неизвестно положение наиболее опасной поверхности обрушения.

Основным расчетным случаем при определении устойчивости низового откоса является тот, при котором в ВБ отметка НПУ, в теле плотины - установившаяся фильтрация. При расчетах вручную можно ограничиться тремя поверхностями скольжения.

Из середины низового откоса проводим два луча один вертикально, второй по углом  $85^\circ$ , затем из центра низового откоса радиусами  $R_1$  и  $R_2$  очерчиваем дуги, получая точку О. Радиусы  $R_1$  и  $R_2$  зависят от заложения низового откоса и высоты плотины, определяются по таблице 4.4.

Таблица 4.4- Определение радиуса  $R_1$  и  $R_2$

$m_2$	1	2	3	4	5
$R_H/H_{пл}$	1.1	1.4	1.9	2.5	3.3
$R_B/H_{пл}$	2.2	2.5	3.2	4.7	5.8

При заложении низового откоса  $m_2 = 2,0$ :

Радиусы равны:

$$R_H = 1,325 \cdot 63 = 83,475 \text{ м}$$

$$R_B = 2,425 \cdot 63 = 152,775 \text{ м}$$

Из крайней точки плотины (т.А) и (т.В) подошвы плотины проводятся дуги окружности радиусом  $R$  до их пересечения в (т.О) равным:

$$R = \frac{R_H + R_B}{2} = \frac{83,475 + 152,775}{2} = 118,125 \text{ м} \quad (4.44)$$

Область ограничения прямой сдвига и очертания плотины разбивается вертикальными прямыми на отсеки шириной:

$$b = (0,1 \div 0,2)R = 0,15 \cdot 118,125 = 17,71 \text{ м}. \quad (4.45)$$

Центр нулевого отсека размещается под центром кривой скольжения, а остальные отсеки нумеруются влево со знаком (+) и вправо от нулевого со знаком (-).

Выбраны 3 центра и рассчитаны для соответствующих им поверхностей скольжения значения коэффициентов устойчивости для нахождения минимального. Все физико- механические свойства грунтов сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Физико – механические свойства грунта

Грунт	$\gamma_{ест}$ , кН/м <sup>3</sup>	$n$	$\varphi_{ест}$ , °С	$\varphi_H$ , °С	$\gamma_{взв}$ , кН/м <sup>3</sup>	$C_n$ , кПа
Камень (дренажный банкет)	23,5	0,25	45	45	16	0
Песок (боковые призмы)	18	0,4	32	26	12	3
Глина (основание)	17,5	0,45	25	20	12	50

Силы действующие на отсек:

а) Собственный вес грунта отсека  $G_n$ :

$$G_{-1} = b_n(h_2 \cdot \gamma_2^{B3B} + h_3 \cdot \gamma_3^{B3B}) \quad (4.46)$$

где  $h_2$  и  $h_3$  соответственно - расстояния от кривой депрессии до линии подошвы и от линии подошвы до кривой скольжения.

б) Сила сцепления, возникающая на подошве массива обрушения равная:

$$C_n * l_n \quad (4.47)$$

где  $C_n$  – удельное сцепление грунта, принимается для грунта, по которому проходит кривая обрушения.

$l_n$ - длина по хорде:

$$l_n = \frac{b_n}{\cos\alpha} \quad (4.48)$$

где  $\alpha$ - угол между вертикалью, проведенной из центра поверхности скольжения (т.О) и радиусом, направленным в середину кривой скольжения.

с) Взвешивающая сила воды  $P$ , действующая на подошву:

$$P = \gamma_B (h_2 + h_3) \cdot \frac{b_n}{\cos\alpha} \quad (4.49)$$

Расчет устойчивости производится по следующей формуле:

$$K \geq \frac{\sum(G_n \cdot \cos\alpha - P) \cdot \operatorname{tg}\varphi + \sum c_n \cdot \frac{b_n}{\cos\alpha}}{\sum G_n \cdot \sin\alpha} \quad (4.50)$$

$K \geq 1,29$  – условие устойчивости низового откоса соблюдается.

Расчет устойчивости низового откоса представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 - Расчет устойчивости низового откоса

	h1	h2	h3	Gn	cos $\alpha$ n	sin $\alpha$ n	Gncos $\alpha$	Gnsin $\alpha$ n	Pn	Cn	Cn·bn/cos $\alpha$ n	8-10	13·tg $\phi$	14+12
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
-1	0	8,2	5	3740,352	-0,987	-0,156	-3691,73	-583,495	-236851	50	-897,163	233159,3	84846,68	83949,519
0	6	0	1,32	2193,206	1	0	2193,206	0	23377,2	50	885,5	-21184	-7708,86	-6823,355
1	19,3	3,61	2,74	7501,956	0,99	0,139	7426,936	1042,772	113594,4	50	894,444	-106168	-38634,4	-37739,912
2	27,35	3,57	0	9477,329	0,956	0,292	9060,327	2767,38	66134,62	50	926,255	-57074,3	-27835,1	-26908,879
3	30,81	0	0	9821,612	0,898	0,438	8819,807	4301,866	0	3	59,165	8819,807	5510,616	5569,780
4	32,11	0	0	10236,03	0,809	0,587	8280,945	6008,547	0	3	65,674	8280,945	5173,934	5239,608
5	18,9	0	0	6024,942	0,682	0,731	4109,01	4404,233	0	3	77,903	4109,01	2567,31	2645,213
6	12	0	0	3624	0,56	0,874	2029,44	3167,376	0	3	94,88	2029,44	1267,994	1362,869
							$\Sigma$	21108,68		$\Sigma$	2106,653	$\Sigma$	25188,19	27294,844

Схема к расчету устойчивости низового откоса представлена на рисунке 4.2.

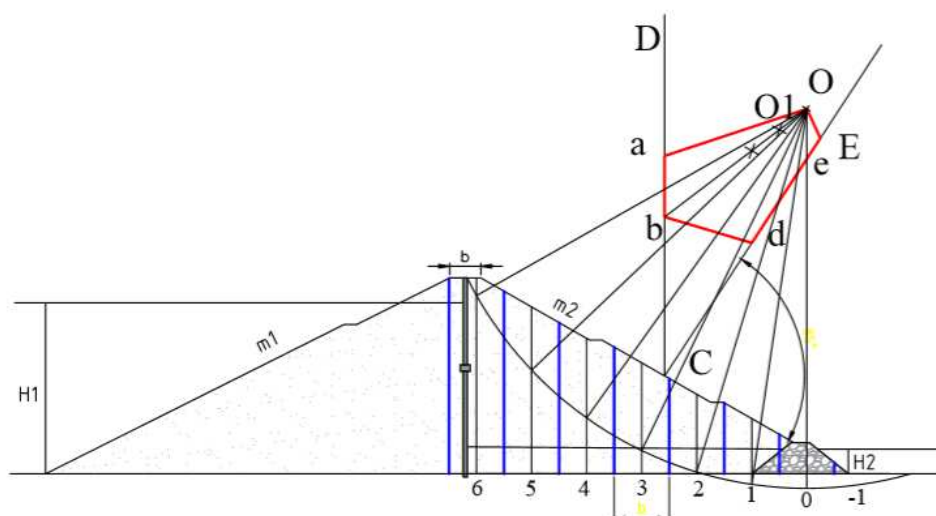


Рисунок 4.2 - Схема к расчету устойчивости низового откоса

## 4.2 Гидравлические расчеты

Гидравлическими расчетами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, размеры гасителей энергии в нижнем бьефе.

### 4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$Q_p = Q_{max}^{осн} - Q_{ГЭС} = 3095 - 468 = 2627 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.51)$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (n_a - 1) = 234 \cdot (3 - 1) = 468 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.52)$$

где  $Q_{max}^{осн}$  - максимальный расход основного расчетного случая ( $P=0.1\%$  для сооружения 1 класса) с учетом трансформации его водохранилищем [1].

$Q_{ГЭС}$  - расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС, участвующие в пропуске расхода;

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

$n_a$ - общее число агрегатов.

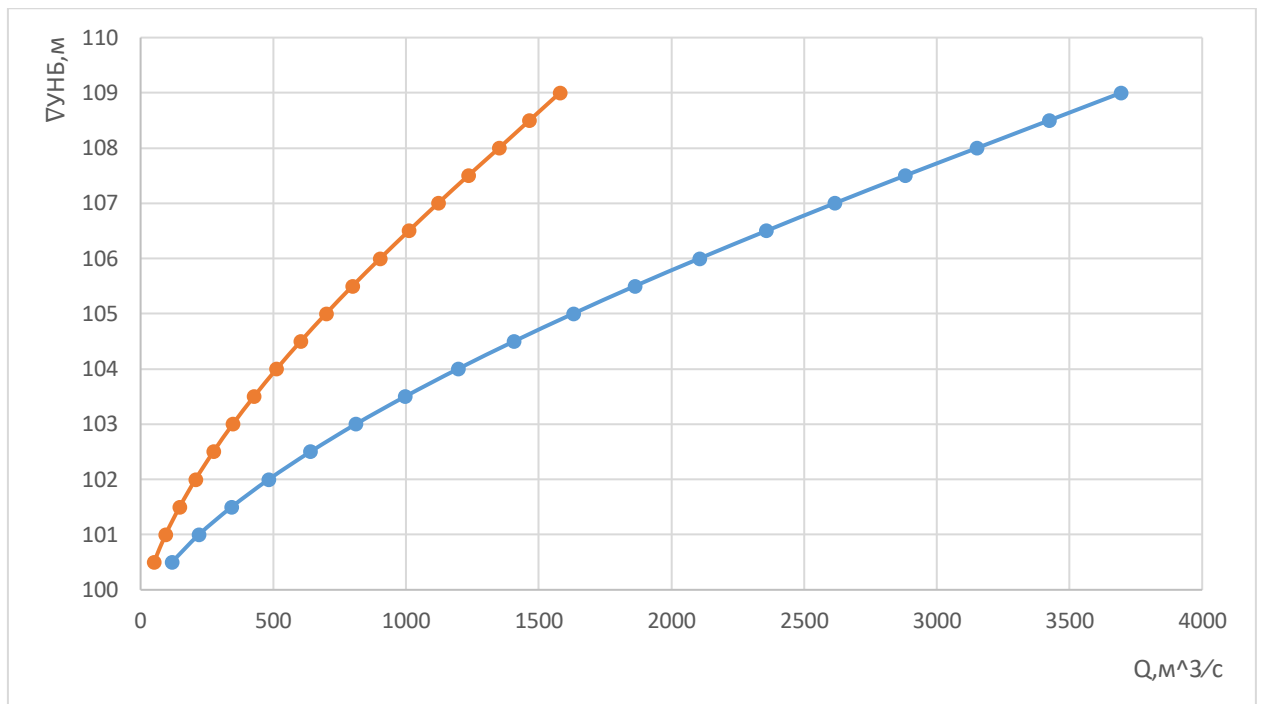


Рисунок 4.3 – Кривые связи  $Z_{нб}=f(Q_{л})$  и  $Z_{нб}=f(Q_{з})$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{2627}{34,56} = 76,01 \text{ м} \quad (4.53)$$

где  $q_b$  - удельный расход на водосливе.

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 27,65 = 34,56 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.54)$$

где  $q_p$  - удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{нб} = 3,5 \cdot 7,9 = 27,65 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.55)$$

где  $h_{нб}$  - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Z_{нб} = f(Q_{л})$  при  $Q_{max}^{очн}$  изображенной на рисунке 4.3;

$$h_{нб} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 107,9 - 100 = 7,9 \text{ м} \quad (4.56)$$

$[v_h]$  - допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки для глины -  $[v_h] = 3,5 \text{ м/с}$ .

$$B = b \cdot n \quad (4.57)$$

где,  $n$  - число пролетов,  $b$  — стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.



При  $b=16$  м число водосливных пролетов будет равно:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{76,01}{16} = 4,96; \quad (4.58)$$

Расчетное число пролетов округляется до целого  $n=5$ .

Тогда ширина водосливного фронта будет:  $B=16 \cdot 5=80$  м.

#### 4.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2627}{0,49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,12 \text{ м} \quad (4.59)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива, для типа А  $m=0,49$  [2].

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \xi \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2627}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,2 \text{ м} \quad (4.60)$$

где  $\sigma_n$  - коэффициент подтопления, принимается  $\sigma_n = 1$  т.к. предполагается, что в нижнем бьефе водослив не затоплен;

$\xi$  - коэффициент бокового сжатия при количестве пролетов  $n=5$ :

$$\xi = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_6}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{6,12}{16} = 0,98 \quad (4.61)$$

$\xi_y = 0,7$  - коэффициент формы вертикальных устоев представлен на рисунке 4.4;

$\xi_6 = 0,45$  - промежуточных быков водослива представлен на рисунке 4.5.

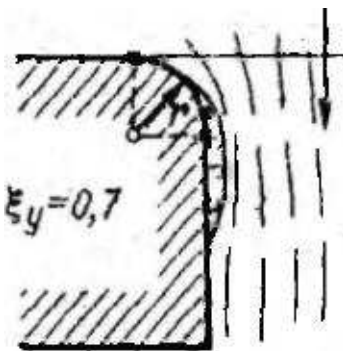


Рисунок 4.4 - Устой (в плане), ограничивающий сбоку водосливное отверстие

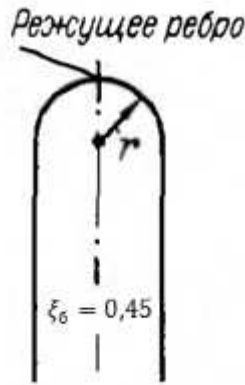


Рисунок 4.5 – Очертание верховой части быков в плане

Геометрический напор на гребне водослива (без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ ):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 6,2 - \frac{1,1 \cdot 0,49^2}{2 \cdot 9,81} = 6.18 \text{ м} \quad (4.62)$$

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot [B + (n-1) \cdot \delta_6]} = \frac{2627}{(155 - 100) \cdot [80 + (5-1) \cdot 4]} = 0,49 \text{ м/с} \quad (4.63)$$

где,  $\delta_6$  - толщина быка [7].

$$\delta_6 = 0,21 \cdot b = 0,21 \cdot 16 = 3,36 \text{ м} \quad (4.64)$$

При наличии деформационного шва по середине быка толщина быка увеличивается на 0,5-1,0 м.

$$\delta_6 = 3,36 + 0,64 = 4 \text{ м} \quad (4.65)$$

Принимаем геометрический напор на водосливе равным  $H_{ст} = 7 \text{ м}$  в соответствии с техническим регламентом.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{ст} = 155 - 7 = 148 \text{ м} \quad (4.66)$$

### 4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода без учета бокового сжатия:

$$H_{01}^{\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2980}{0,49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,65 \text{ м} \quad (4.67)$$

$$Q_{\text{р пов}} = Q_{\text{max}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}} = 3448 - 468 = 2980 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.68)$$

где,  $Q_{\text{max}}^{\text{пов}}$  - максимальный расход поверочного расчетного случая ( $P=0,01\%$  для сооружения 1 класса)[1];

Напор с учетом бокового сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{р пов}}}{m \cdot \xi \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2980}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,75 \text{ м} \quad (4.69)$$

$$\xi = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_6}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{6,65}{16} = 0,98 \quad (4.70)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 6,75 - \frac{1,1 \cdot 0,55^2}{2 \cdot 9,81} = 6,73 \text{ м} \quad (4.71)$$

Определяется площадь миделева сечения:

$$\omega = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot [B + (n-1) \cdot \delta_6] = (156 - 100) \cdot [80 + 4 \cdot 4] = 5376 \text{ м}^2 \quad (4.72)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р пов}}}{\omega} = \frac{2980}{5376} = 0,55 \text{ м/с} \quad (4.73)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 148 + 6,73 = 154,73 \text{ м} \quad (4.74)$$

$$\nabla \text{ФПУ} = 156 \text{ м} > \nabla \text{ФПУ}_p = 154,73 \text{ м}$$

Заданная  $\nabla \text{ФПУ}$  не нуждается в корректировке.

#### 4.2.4 Построение профиля водосливной грани

Определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля при напоре  $H_{\text{ст}}$ . Табличные координаты умножаются на  $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$ . [3], данные представлены в Таблице 4.7 и на рисунке 4.6

Таблица 4.7 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной без вакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

	x, M	y, M		x, M	y, M
1	0	0,882	21	14	8,645
2	0,7	0,252	22	14,7	9,583
3	1,4	0,049	23	15,4	10,556
4	2,1	0	24	16,1	11,571
5	2,8	0,042	25	16,8	12,6
6	3,5	0,189	26	17,5	13,72
7	4,2	0,42	27	18,2	14,854
8	4,9	0,7	28	18,9	16,023
9	5,6	1,022	29	19,6	17,234
10	6,3	1,386	30	20,3	18,48
11	7	1,792	31	21	19,768
12	7,7	2,247	32	21,7	21,091
13	8,4	2,758	33	22,4	22,449
14	9,1	3,325	34	23,1	23,835
15	9,8	3,948	35	23,8	25,263
16	10,5	4,627	36	24,5	26,726
17	11,2	5,348	37	25,2	28,217
18	11,9	6,111	38	25,9	29,743
19	12,6	6,909	39	26,6	31,297
20	13,3	7,756	40	28	34,51

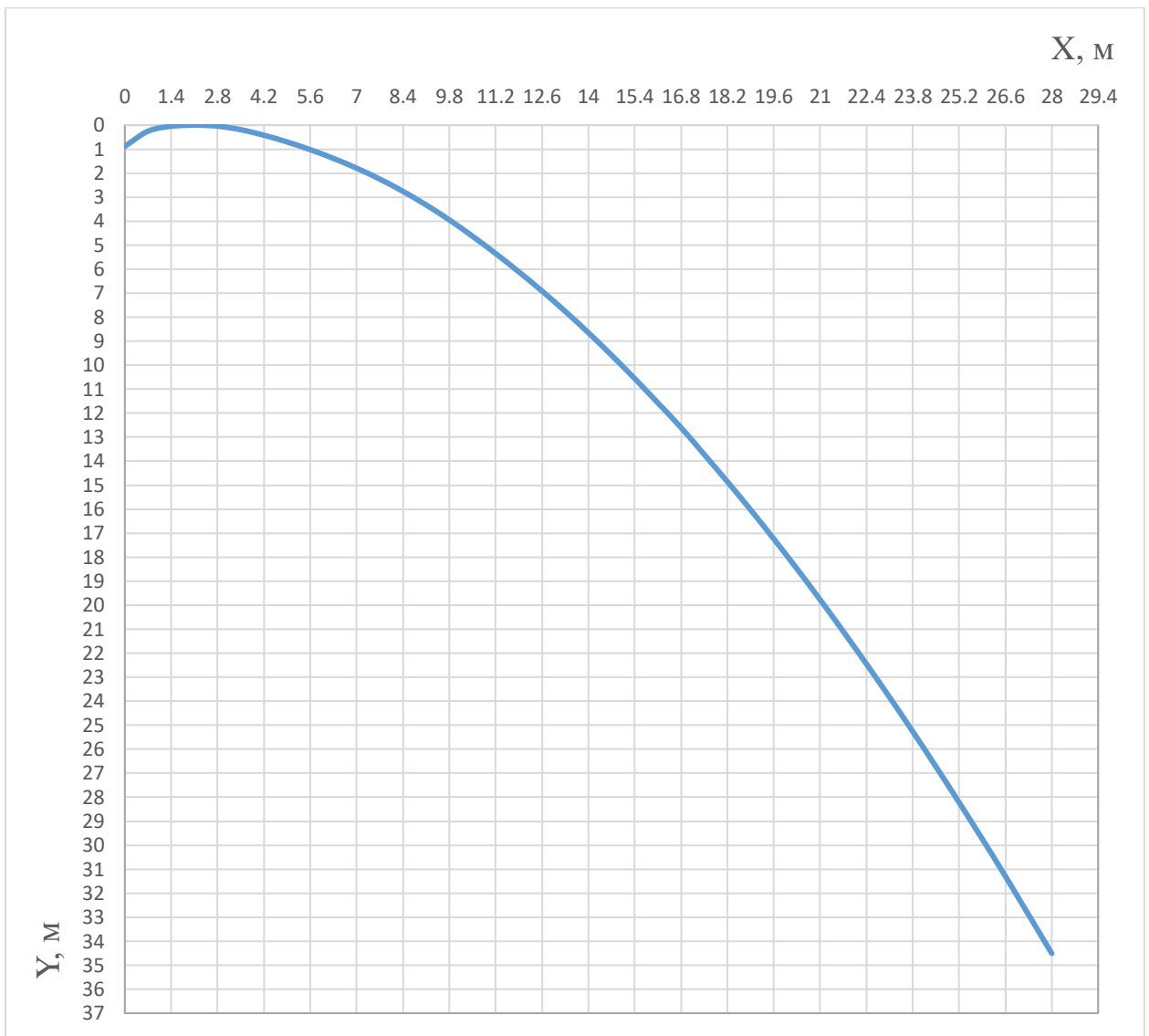


Рисунок 4.6 – Начальное очертание гребня нормальной без вакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

Высота плотины со стороны нижнего бьефа:

$$C_H = \nabla \text{ГВ} - \nabla \text{дна} = 148 - 100 = 48 \text{ м} \quad (4.75)$$

Радиус сопряжения водосливной грани с водобоем:

Значения сопрягающих радиусов  $R$  в зависимости от напора на водосливе  $H_{ст}=7$ м и высоты водосливной плотины  $C_H = 48$ м, определяется по таблице [3, таблица 6-14],  $R=19$ м.

### 4.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

В бытовых условиях при уклоне дна отводящего русла  $i < i_{кр}$  поток находится в спокойном состоянии  $h_{НБ} > h$ , а непосредственно за водосливом - в бурном. Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме

гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h_c''$  и бытовой глубины  $h_{НБ}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

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

Определяются параметры гидравлического прыжка для прямоугольного русла (плоская задача).

Определяется полная удельная энергия потока

$$E_0 = C_H + H_0 = 48 + 7 = 55 \text{ м} \quad (4.76)$$

Скоростью подхода можно пренебречь и принять  $H_0 = H_{ст}$  при выполнении условия:  $\omega > 4BH_{ст}$

$$\omega = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot B = (155 - 100) \cdot 96 = 5280 \text{ м}^2 \quad (4.77)$$

$$4BH_{ст} = 4 \cdot 96 \cdot 7 = 2688 \text{ м}^2$$

$$\omega = 5280 > 4BH_{ст} = 2688 \text{ м}^2$$

$$B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_6 = 16 \cdot 5 + (5 - 1) \cdot 4 = 96 \text{ м} \quad (4.78)$$

Тогда  $H_0 = H_{ст}$ .

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{B^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2627^2}{96^2 \cdot 9,81}} = 4,38 \text{ м} \quad (4.79)$$

Относительная полная энергия

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{55}{4,38} = 12,56 \quad (4.80)$$

По графику Чертоусова М.Д.[2], в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi_c$  и полной относительной энергии  $\xi_0$  определяется  $\xi_c = 0,225$  и  $\xi_c'' = 2,86$ .

Коэффициент скорости принимаем равным  $\varphi_c = 0,9$  при большой длине водосливной грани (более 40 м)[3].

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,225 \cdot 4,38 = 0,985 \text{ м} \quad (4.81)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,86 \cdot 4,38 = 12,52 \text{ м} \quad (4.82)$$

Так как  $h_c'' = 12,52 > h_{НБ} = 7,9$  м, значит прыжок отогнанный.

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

#### 4.4 Расчет водобойной стенки

Первоначально расчет высоты водобойной стенки «С» выполняется в предположении, что она является не подтопленной:

$$C = \sigma h_c'' - H' \quad (4.83)$$

где  $H'$  – геометрический напор на водобойной стенке

Полный напор на водобойной стенке определяется по формуле водослива с учетом того, что удельный расход на стенке равен удельному расходу наводосливе  $q_p$ :

$$H_0' = \left( \frac{q_p}{m' \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{27,36}{0,42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,0 \text{ м} \quad (4.84)$$

где,  $m'$  - коэффициент расхода для водобойной стенки;  $m' = 0,42$

$$q_p = \frac{Q_p}{b \cdot n + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{2627}{16 \cdot 5 + (5-1) \cdot 4} = 27,36 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.85)$$

Геометрический напор на водобойной стенке:

$$H' = H_0' - \frac{\alpha (v'_0)^2}{2g} = 6,0 - \frac{1,1 \cdot (1,98)^2}{2 \cdot 9,81} = 5,78 \text{ м} \quad (4.86)$$

$$v'_0 = \frac{q_p}{\sigma \cdot h_c''} = \frac{27,36}{1,1 \cdot 12,52} = 1,98 \text{ м/с} \quad (4.86)$$

$$C = \sigma h_c'' - H' = 1,1 \cdot 12,52 - 5,78 = 7,99 \text{ м} \approx 8,0 \text{ м} \quad (4.87)$$

Необходимо убедиться в том, что стенка является не подтопленной.

Если  $C > h_{НБ}$  то водобойная стенка является неподтопленной.

$$C = 8,0 \text{ м} > h_{НБ} = 7,9 \text{ м}$$

Длина водобойной плиты при наличии на ней гасителей:

$$l_{пл} = 1,0 \cdot l_{пр} = 1,0 \cdot 57 = 57 \text{ м} \quad (4.88)$$

$l_{пр}$  - длина гидравлического прыжка;

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,52 - 0,985) \text{ м} = 57 \text{ м} \quad (4.89)$$

#### 4.4.1 Расчет сопряжения бьефов за водобойной стенкой

Полная удельная энергия перед водобойной стенкой:

$$E_0 = C + H_0' = 8,0 + 6,0 = 14 \text{ м} \quad (4.90)$$

где  $C$  - высота водобойной стенки;

$H_0'$  - полный напор на водобойной стенке.

Относительная полная удельная энергия

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{14}{4,38} = 3,2 \quad (4.91)$$

По графику Чертоусова М.Д.[2], в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi_c = 1,0$  (при малой длине водосливной грани)[3] и относительной полной энергии  $\xi_0$  определяется  $\xi_c = 0,423$  и  $\xi_c'' = 1,97$ .

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,423 \cdot 4,38 = 1,85 \text{ м} \quad (4.92)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 1,97 \cdot 4,38 = 8,63 \text{ м} \quad (4.93)$$

$h_c'' = 8,63 \text{ м} > h_{\text{нб}} = 7,9 \text{ м}$  прыжок является отогнанным, необходимо устройство дополнительной водобойной стенки.

При расчете дополнительной водобойной стенки определяется геометрический напор на этой стенке:

$$H' = H_0' - \frac{\alpha(v'_0)^2}{2g} = 6,0 - \frac{1,1 \cdot (2,88)^2}{2 \cdot 9,81} = 5,53 \text{ м} \quad (4.94)$$

$$v'_0 = \frac{q_p}{\sigma \cdot h_c''} = \frac{27,36}{1,1 \cdot 8,63} = 2,88 \text{ м/с} \quad (4.95)$$

Высота дополнительной стенки:

$$C = \sigma h_c'' - H' = 1,1 \cdot 8,63 - 5,53 = 3,96 \text{ м} \quad (4.96)$$

При  $C = 3,96 \text{ м} < h_{\text{нб}} = 7,9 \text{ м}$  дополнительная водобойная стенка является подтопленной, следовательно, высота дополнительной стенки уточняется с учетом ее подтопления. Задается несколько высот водобойной стенки.

При высоте водобойной стенки  $C=3 \text{ м}$ .



Геометрический напор:

$$H' = \sigma h_c'' - C = 1,1 \cdot 8,63 - 3 = 6,49 \text{ м} \quad (4.97)$$

Полный напор не подтопленной стенки:

$$H_0' = H' + \frac{\alpha(v'_0)^2}{2g} = 6,49 + \frac{1,1 \cdot (2,88)^2}{2 \cdot 9,81} = 6,95 \text{ м} \quad (4.98)$$

Высота подтопления дополнительной стенки:

$$h'_n = h_{нб} - C = 7,9 - 3 = 4,9 \text{ м} \quad (4.99)$$

Удельный расход на водобойной стенке с учетом подтопления

$$q'_{ст} = \sigma'_n \cdot m' \cdot \sqrt{2 \cdot g} \cdot (H_0')^{\frac{3}{2}} = 0,42 \cdot 0,88 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81} \cdot 6,95^{\frac{3}{2}} = 29,99 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.100)$$

где  $m' = 0,42$

$\sigma'_n$  определяется по графику для безвакуумного водослива нормального очертания в зависимости от  $\frac{h'_n}{H_0}$  [2].

$$\frac{h'_n}{H_0'} = \frac{4,9}{6,95} = 0,70 \quad (4.101)$$

$$\sigma'_n = 0,88$$

При высоте водобойной стенки  $C=4$  м.

Геометрический напор:

$$H' = \sigma h_c'' - C = 1,1 \cdot 8,63 - 4 = 5,49 \text{ м} \quad (4.102)$$

Полный напор не подтопленной стенки:

$$H_0' = H' + \frac{\alpha(v'_0)^2}{2g} = 5,49 + \frac{1,1 \cdot (2,88)^2}{2 \cdot 9,81} = 5,95 \text{ м} \quad (4.103)$$

Высота подтопления дополнительной стенки:

$$h'_n = h_{нб} - C = 7,9 - 4 = 3,9 \text{ м} \quad (4.104)$$

Удельный расход на водобойной стенке с учетом подтопления

$$q'_{ст} = \sigma'_n \cdot m' \cdot \sqrt{2 \cdot g} \cdot (H_0')^{\frac{3}{2}} = 0,42 \cdot 0,92 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81} \cdot 5,95^{\frac{3}{2}} = 24,84 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.105)$$

$$m' = 0.42$$

$$\frac{h'_n}{H'_0} = \frac{3,9}{5,95} = 0,66 \quad (4.106)$$

$$\sigma'_n = 0,92$$

При высоте водобойной стенки  $C=5$  м.  
Геометрический напор:

$$H' = \sigma h''_c - C = 1,1 \cdot 8,63 - 5 = 4,49 \text{ м} \quad (4.107)$$

Полный напор не подтопленной стенки:

$$H'_0 = H' + \frac{\alpha(v'_0)^2}{2g} = 4,49 + \frac{1,1 \cdot (2,88)^2}{2 \cdot 9,81} = 4,95 \text{ м} \quad (4.108)$$

Высота подтопления дополнительной стенки:

$$h'_n = h_{нб} - C = 7,9 - 5 = 2,9 \text{ м} \quad (4.109)$$

Удельный расход на водобойной стенке с учетом подтопления, изменения представлены в таблице 4.8.

$$q'_{ст} = \sigma'_n \cdot m' \cdot \sqrt{2 \cdot g} \cdot (H'_0)^{\frac{3}{2}} = 0,42 \cdot 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81} \cdot 4,95^{\frac{3}{2}} = 19,46 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.110)$$

$$m' = 0.42$$

$$\frac{h'_n}{H'_0} = \frac{2,9}{4,95} = 0,59 \quad (4.111)$$

$$\sigma'_n = 0,95$$

Таблица 4.8 – Изменение удельных расходов при различной высоте водобойной стенки

Высота стенки $C$ , м	Удельный расход $q'_{ст}$ , м <sup>2</sup> /с
3	29,99
4	24,84
5	19,46

Строится график зависимости  $q'_{ст} = f(C)$ , представленный на рисунке 4.7.

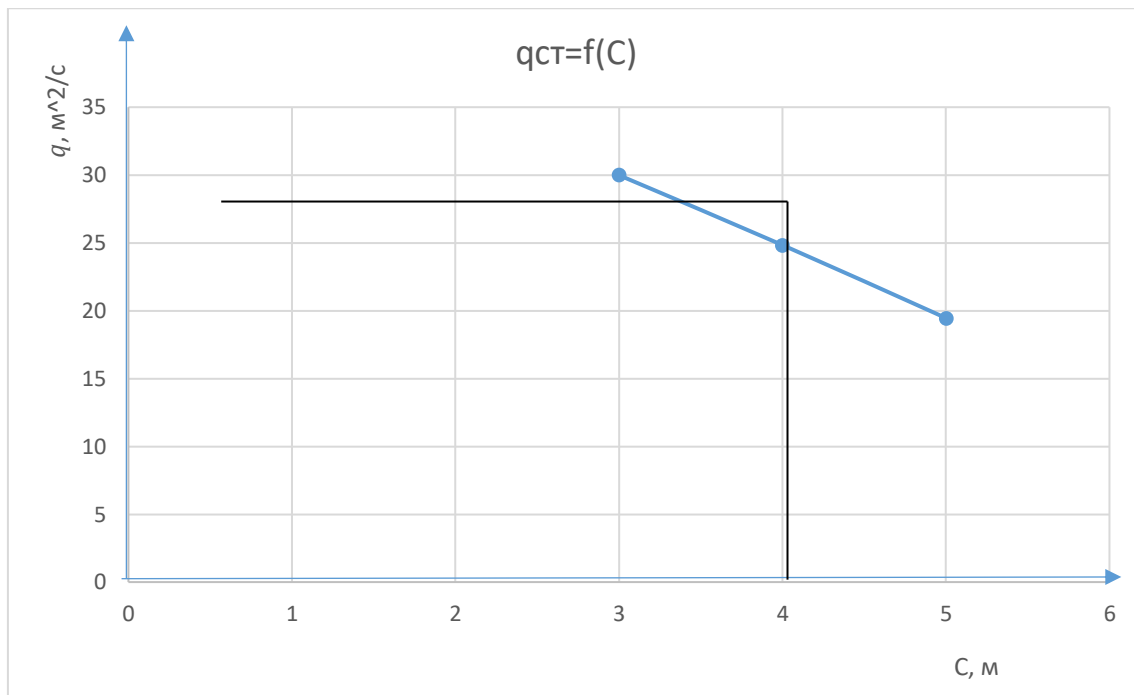


Рисунок 4.7 – Зависимость высоты дополнительной водобойной стенки от удельного расхода

Искомую высоту водобойной стенки определяем по графику, представленном на рисунке 4.7, для удельного расхода на водосливе  $q_p = 27,36 \text{ м}^2/\text{с}$ , данные указаны в разделе 4.4.

При  $q_p = 27,36, C = 3,3 \text{ м}$ .

Сопряжение потока за второй водобойной стенкой:

Полная удельная энергия за водобойной стенкой:

$$E_0 = C + H_0' = 3,3 + 6,65 = 9,95 \text{ м} \quad (4.112)$$

где,  $C$ -высота водобойной стенки;

Геометрический напор:

$$H' = \sigma h_c'' - C = 1,1 \cdot 8,63 - 3,3 = 6,19 \text{ м} \quad (4.113)$$

Полный напор:

$$H_0' = H' + \frac{\alpha(v'_0)^2}{2g} = 6,19 + \frac{1,1 \cdot (2,88)^2}{2 \cdot 9,81} = 6,65 \text{ м} \quad (4.114)$$

Относительная полная относительная энергия

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{9,95}{4,38} = 2,27 \quad (4.115)$$

По графику Чертоусова М.Д.[2], в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi_c = 1,0$  (при малой длине водосливной грани)[3] и полной относительной энергии  $\xi_0$  определяется  $\xi_c = 0,565$  и  $\xi_c'' = 1,64$ .

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,565 \cdot 4,38 = 2,47 \text{ м} \quad (4.116)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,64 \cdot 4,38 = 7,18 \text{ м} \quad (4.117)$$

$h''_c = 7,18 \text{ м} < h_{нб} = 7,9 \text{ м}$  прыжок является затопленным, поэтому установки второй дополнительной стенки не требуется.

Определяется длина второй водобойной плиты:

$$h'_c = 1,85 \text{ м (определена в пункте 4.4.1)}$$

$$h''_c = 8,63 \text{ м (определена в пункте 4.4.1)}$$

$$l_{2пл} = 1,0 \cdot l_{пр} = 1,0 \cdot 36,4 = 36,4 \text{ м} \quad (4.118)$$

$l_{пр}$ -длина гидравлического прыжка;

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,63 - 1,85) \text{ м} = 36,4 \text{ м} \quad (4.119)$$

$l_{2пл}$ -длина второй водобойной плиты.

## 4.5 Конструирование плотины

### 4.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Реальный профиль плотины должен удовлетворять двум условиям:

- Отсутствию растягивающих напряжений в бетоне,
- Устойчивости плотины против сдвига по основанию.

Исходя из условия отсутствия растягивающих напряжений на верховой грани, ширина подошвы:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_W} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - a_1}} = \frac{66}{\sqrt{\frac{2,4}{1,0} \cdot (1-n) + 5 \cdot (2-n) - 0,5}} \quad (4.120)$$

где  $a_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет противофильтрационных устройств (в условиях курсового проекта  $a_1 = 0,5$ );

$h$ - принимается из пункта 4.4.1.

$\rho_6 = 2,4 \text{ Г/см}^3$  - плотность бетона;

$\rho_W = 1,0 \text{ Г/см}^3$  - плотность воды;

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию ширина плотины:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \cdot \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,25 \cdot 66}{0,3 \cdot \left( \frac{2,4}{1,0} + n - 0,5 \right)} \quad (4.121)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности (назначению) сооружения, учитывающий капитальность и значимость последствий при наступлении тех или иных предельных состояний [1];

$\gamma_n = 1,25$  для сооружения I класса.

$f$  – коэффициент трения бетона по грунту [5], для обводненной глины  $f = 0,3$ .

$B_n$  определяется при различных заданных  $n$  по двум формулам, и строятся графики зависимостей  $B_n = f(n)$ , данные представлены на Рисунке 4.8. Точка пересечения этих графиков определяет расчетную ширину подошвы, расчеты указаны в Таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Таблица для определения  $n$ , исходя из соблюдения условий прочности и устойчивости

n	Ширина из условий	
	Из условия прочности $B_n^I$	Из условия устойчивости $B_n^{II}$
0,5	23,05	114,58
0,6	24,16	110,00
0,7	25,46	105,77
0,8	26,99	101,85
0,9	28,83	98,21
1	31,11	94,83
1,1	34,04	91,67
1,2	37,98	88,71
1,3	43,71	85,94
1,4	53,18	83,33
1,5	73,79	80,88
1,517	80,38	80,48

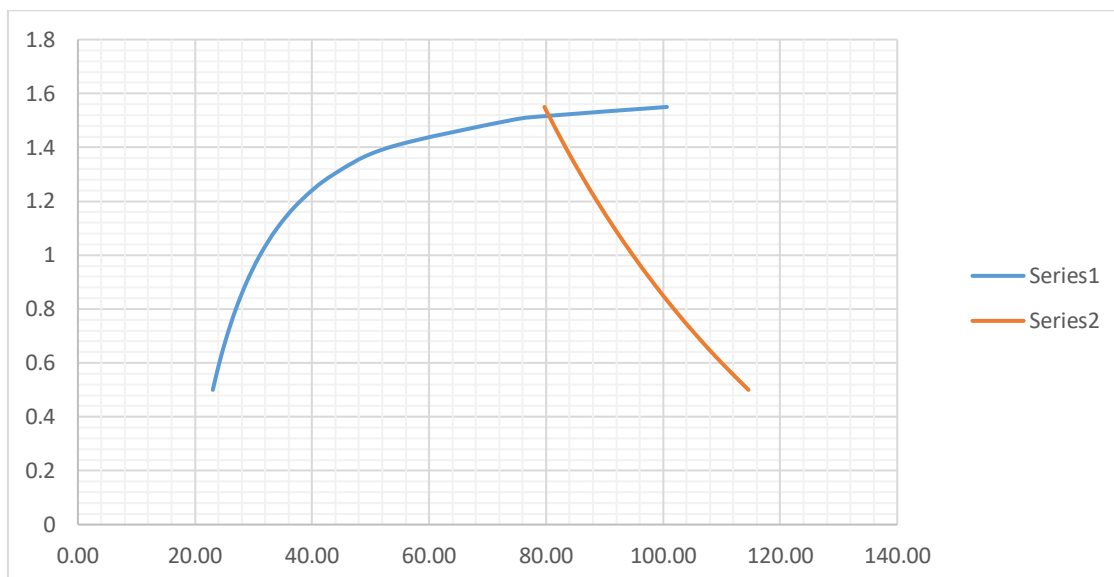


Рисунок 4.8 – Графики зависимостей  $B_n = f(n)$

По графику графиков зависимостей  $B_n = f(n)$ , представленном на рисунке 4.8 принимаем  $n = 1,517$  и  $B_n = 80,4$  м.

#### 4.5.2 Назначение быков

Принимаются разрезные быки толщиной 4 метра с полукруглым оголовком. Отметка верха уступа быка со стороны нижнего бьефа 110 метров. Отметка гребня быка 163 метров. Принимаются плоские скользящие затворы  $16 \times 7$  м.

#### 4.5.3 Разрезка тела плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Разрезка плотины на отдельные секции сквозными поперечными температурно–осадочными швами проводится по осям быков. На глинистых грунтах разрезку проводят по каждому быку. Таким образом, в условиях проекта водосливная плотина имеет 5 однопролетных секций. Рисунок 4.9. Ширина секции:

$$b' = b + \delta_6 = 16 + 4 = 20 \text{ м.} \quad (4.122)$$

Деформационные температурно-осадочные швы устраиваются ступенчатыми: толщиной 5 см в верхней части и 1,5 см в нижней части до фундаментной плиты. На глинистом грунте применяется уплотнение из асфальтового материала. В швах с толщиной 5 см применяются шпонки размером  $60 \times 60$  см. В швах с толщиной 1,5 см применяются шпонки размером  $15 \times 15$  см. Верховое и низовое ограждение выполняется из металлического

листа с целью оградить утечки асфальтового материала в шов. Местное уширение шва выполняется квадратного сечения, заполненного асфальтовым материалом, рисунок 4.10.

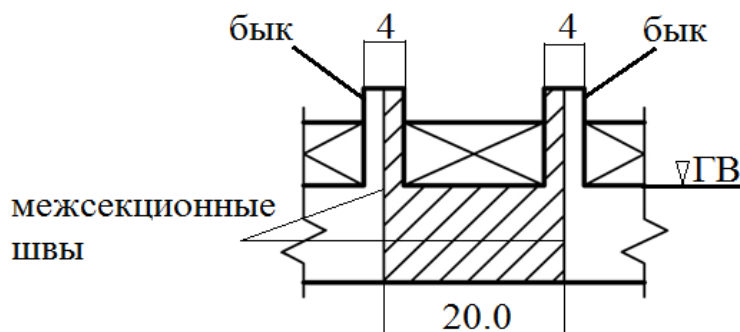


Рисунок 4.9 – Схема однопролетной секции

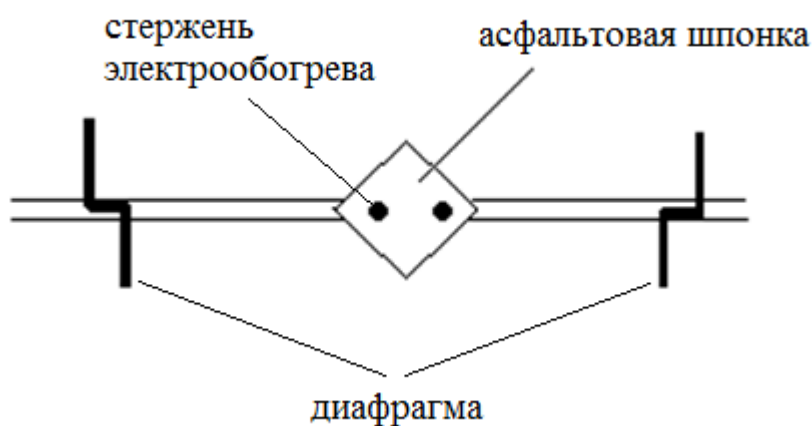


Рисунок 4.10 – Уплотнение межсекционного шва

#### 4.5.4 Конструирование устоев

При строительстве плотины устраивают сопрягающий устой, для сопряжения водосливной плотины с грунтовой и разделительный устой, для того чтобы отделить водосливную часть плотины от стационарной части.

Высота устоев не может быть выше 35м, поэтому сопряжение осуществляется за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую плотину. Откосы грунтовой плотины частично закрывают напорную и низовую грани этой части бетонной плотины. Устой в нижний бьеф выдвигается на длину двух плит водобоя  $57+36,4=93,4$  м.

#### 4.5.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура.

##### Понур

Принимается анкерный понур, который является не только противофильтрационным элементом, но и повышает устойчивость плотины против сдвига.

Анкерный понур выполняется в виде железобетонных плит толщиной 2 м в месте примыкания с плотиной и 0,5 м на конце, с гидроизоляционным покрытием поверху из битумных и полимерных материалов. Продольная арматура железобетонного анкерного понура заделывается в фундаментную плиту плотины.

Длина анкерного понура назначается:

$$l_{\text{п}} = (1 \div 2,5)H \quad (4.123)$$

где  $H$  – максимальный напор на плотине;

$$l_{\text{п}} = 1 \cdot 53,25 = 53,25 \text{ м} \quad (4.124)$$

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 155 - 101,75 = 53,25 \text{ м} \quad (4.125)$$

где  $\nabla \text{УНБ}_{\text{min}}$  – минимальная отметка УНБ, соответствующая санитарному попуску  $Q_{\text{сан}} = 176 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Зуб.

Для глинистых грунтов основания принимается зуб высотой 4 метра и шириной по нижнему основанию 20 м.

#### 4.5.6 Дренажные устройства

На глинистом основании принимается горизонтальный, двухслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя, рисбермы, подошвы и понура.

Вертикальный дренаж устраивается для отвода воды из водонасыщенной глины.

#### 4.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемые через плотину, устраивается водобой с двумя водобойными стенками, гибкая рисберма и ковш.

На первой и второй водобойной плите устраиваются дренажные колодцы с обратным фильтром в шахматном порядке, диаметром 1 м и шагом 5 м. На расстоянии  $1/4 l_{\text{пл}}$ .



#### 4.6.1 Расчет первой плиты водобоя

Предварительная толщина первой плиты водобоя, определяемая по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_{\text{б}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 27,78 \cdot \sqrt{0,985} = 4,14 \text{ м} \quad (4.126)$$

где  $h'_c$  - первая сопряженная глубина (принимается из пункта 4.4.1);  
 $v_c$  - скорость потока в сжатом сечении, определяется по формуле:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_{\text{в}} \cdot h'_c} = \frac{2627}{96 \cdot 0,985} = 27,78 \text{ м/с} \quad (4.127)$$

где  $Q_p = 2627 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчетный расход для основного расчетного случая (принимается из пункта 4.4.1);

Длина водобойной плиты  $l_{\text{пл}} = 57 \text{ м}$  (принимается из пункта 4.4.1)

Проверка устойчивости первой плиты водобоя против опрокидывания.

Устойчивость на опрокидывание относительно низового ребра определяется условием:

$$K_{\text{опр}} = \frac{\sum M_{\text{уд}} \gamma_{cd}}{\sum M_{\text{опр}} \gamma_{lc}} = \frac{M^G \cdot \gamma_{cd}}{(M^{W_{\phi}} + M^{W_{\Pi}} + M^{W_{\Delta}}) \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.128)$$

где  $\sum M_{\text{уд}}$  – сумма моментов удерживающих сил;

$\sum M_{\text{опр}}$  – сумма моментов опрокидывающих сил;

$M^G$  – момент от собственного веса плиты;

$M^{W_{\phi}}$  – момент от силы фильтрационного давления;

$M^{W_{\Pi}^{\text{Б}}}$  – момент от пульсационной вертикальной динамической нагрузки;

$M^{W_{\Delta}}$  – момент от дефицита давления;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы ( $\gamma_{cd} = 1$  (таблица 6[7]));

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  (п. 5.3.3[1]));

$\gamma_f$  – коэффициент надежности  $\gamma_f = 1,25$ [1];

$W_{\Delta}$  – дефицит давления;

$W_{\Pi}$  – пульсационная вертикальная динамическая нагрузка;

$W_{\phi}$  – фильтрационное противодействие;

$G_{\text{в}}$  – собственный вес плиты водобоя, взвешенной в воде.

$$G_{\text{в}} = (\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \delta_{\text{в}} * l_{\text{в}} * g * \gamma_f = (2,4 - 1,0) * 4,14 * 57 * 9,81 * 1 = 3241 \text{ кН} \quad (4.129)$$

Фильтрационное противодействие:

$$W_{\phi} = 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot l \cdot \rho_w \cdot g \cdot 0,5 \cdot \gamma_f = 0,05 \cdot (55 - 12,52) \cdot 57 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 0,5 \cdot 1 = 593,84 \text{ кН} \quad (4.130)$$

где  $T$  – превышение уровня верхнего бьефа над водобоем:

$$T = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} = 155 - 100 = 55 \text{ м} \quad (4.131)$$

Дефицит давления:

$$W_d = 0,5 \cdot t_1 \cdot g \cdot \rho_w \cdot l \cdot \gamma_f = 0,5 \cdot 8,07 \cdot 9,81 \cdot 1,0 \cdot 57 \cdot 1 = 2256,3 \text{ кН} \quad (4.132)$$

где  $t_1$  - высота эпюры дефицита давления.

$$t_1 = 0,7 * (h_c'' - h_c') = 0,7 * (12,52 - 0,985) = 8,07 \text{ м} \quad (4.133)$$

где  $h_c'$  и  $h_c''$  – соответственно первая и вторая сопряженные глубины для основного сочетания нагрузок (принимается из пункта 4.4.1)

Вертикальная пульсационная динамическая нагрузка:

$$W_{\Pi}^B = \alpha \cdot \frac{v_{\text{сж}}^2}{2} \cdot \rho_w \cdot \omega = 0,06 \cdot \frac{27,78^2}{2} \cdot 1,0 \cdot 57 = 1319,65 \text{ кН} \quad (4.134)$$

$$\alpha = 0,06;$$

$$\omega = l_{\text{пл}} \cdot 1,0 = 57 \cdot 1,0 = 57 \text{ м} \quad (4.135)$$

$$v_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c'} = \frac{27,36}{0,985} = 27,78 \text{ м/с} \quad (4.136)$$

Определение момента от собственного веса плиты:

$$M^G = G_B \cdot \frac{l_B}{2} = 3241 \cdot \frac{57}{2} = 92368,5 \text{ кНм} \quad (4.137)$$

Определение момента от фильтрационного противодействия:

$$M^{W_{\phi}} = W_{\phi} \cdot \left( l_{\text{пл}} - \frac{l_{\text{пл}}}{3} \right) = 593,84 \cdot \left( 57 - \frac{57}{3} \right) = 22565,92 \text{ кНм} \quad (4.138)$$

Определение момента от пульсационной вертикальной динамической нагрузки:

$$M^{W_{\Pi}^B} = W_{\Pi}^B \cdot \frac{l_B}{2} = 1319,65 \cdot \frac{57}{2} = 37610 \text{ кНм} \quad (4.139)$$

Определение момента от дефицита давления:

$$M^{W_d} = W_d \cdot \left( l_{пл} - \frac{l_{пл}}{3} \right) = 2256,3 \cdot \left( 57 - \frac{57}{3} \right) = 85739,4 \text{ кНм} \quad (4.140)$$

Определение коэффициента опрокидывания:

$$K_{опр} = \frac{\sum M_{уд} \gamma_{cd}}{\sum M_{опр} \gamma_{lc}} = \frac{92368,5 \cdot 1}{(22565,92 + 37610 + 85739,4) \cdot 1} = 0,61 < \gamma_n = 1,25 \quad (4.141)$$

Условие не выполняется, поэтому необходимо увеличить собственный вес плиты, за счет увеличения толщины плиты.

Определим необходимую толщину плиты обратным действием:

$$\sum M_{уд} = M^G = \frac{1,25 \cdot \sum M_{опр} \gamma_{lc}}{\gamma_{cd}} \quad (4.142)$$

$$M^G = \frac{1,25 \cdot (22565,92 + 37610 + 85739,4) \cdot 1}{1} = 182394,15 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (4.143)$$

$$\delta_{пл} = \frac{2M^G}{(\rho_b - \rho_w) \cdot l_B^2 \cdot g} = \frac{2 \cdot 182394,15}{(2,4 - 1,0) \cdot 57^2 \cdot 9,81} = 8,17 \text{ м} \quad (4.144)$$

Проверка устойчивости первой плиты водобоя против всплытия.

Устойчивость на всплытие определяется условием:

$$K_{всп} = \frac{\sum V_{уд} \gamma_{cd}}{\sum V_{всп} \gamma_{lc}} = \frac{G_B \gamma_{cd}}{(W_d + W_n^B + W_\phi) \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.145)$$

где  $\sum V_{уд}$  – сумма удерживающих сил;

$\sum V_{всп}$  – сумма сил вызывающих всплытие;

Определение собственного веса плиты при толщине плиты  $\delta_{пл} = 8,17$  м:

$$G_B = (2,4 - 1,0) \cdot 8,17 \cdot 57 \cdot 9,81 = 6395,78 \text{ кН} \quad (4.146)$$

Определение коэффициента всплытия:

$$K_{всп} = \frac{6395,78 \cdot 1}{(593,84 + 2256,3 + 1319,65) \cdot 1} = 1,53 \geq \gamma_n = 1,25 - \text{условие выполняется}$$

где,  $\nabla$  под - отметка подошвы, определяется по формуле:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - \delta_6 - (2 \div 3) = 100 - 8,17 - 2,83 = 89 \text{ м} \quad (4.147)$$

$h$  – высота плотины, определяемая по формуле:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 155 - 89 = 66 \text{ м} \quad (4.148)$$

#### 4.6.2 Расчет второй плиты водобоя

Предварительная толщина второй плиты водобоя, определяемая по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_6 = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 14,79 \cdot \sqrt{1,85} = 3,02 \text{ м} \quad (4.149)$$

где  $h'_c$  - первая сопряженная глубина (принимается из пункта 4.4.1);  
 $v_c$  - скорость потока в сжатом сечении, определяется по формуле:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_B \cdot h'_c} = \frac{2627}{96 \cdot 1,85} = 14,79 \text{ м/с} \quad (4.150)$$

Длина водобойной плиты  $l_{пл} = 36,4$  м (принимается из пункта 4.4.1)

На второй водобойной плите устраиваются дренажные колодцы с обратным фильтром в шахматном порядке, диаметром 1 м и шагом 5 м.

Проверка устойчивости второй плиты водобоя против опрокидывания.

Устойчивость на опрокидывание относительно низового ребра определяется условием:

$$K_{\text{опр}} = \frac{\sum M_{уд} \gamma_{cd}}{\sum M_{\text{опр}} \gamma_{lc}} = \frac{M^G \cdot \gamma_{cd}}{(M^{W_\phi} + M^{W_B} + M^{W_D}) \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.151)$$

$$G_B = (\rho_6 - \rho_w) \delta_B \cdot l_B \cdot g \cdot \gamma_f = (2,4 - 1,0) \cdot 3,02 \cdot 36,4 \cdot 9,81 \cdot 1 = 1509,75 \text{ кН} \quad (4.152)$$

Фильтрационное противодействие:

$$W_\phi = 0,05 \cdot (T - h''_c) \cdot l \cdot \rho_w \cdot g \cdot 0,5 \cdot \gamma_f = 0,05 \cdot (55 - 8,63) \cdot 36,4 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 0,5 \cdot 1 = 413,95 \text{ кН} \quad (4.153)$$

$T$  – превышение уровня верхнего бьефа над водобоем:

$$T = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} = 155 - 100 = 55 \text{ м} \quad (4.154)$$

Дефицит давления:

$$W_D = 0,5 \cdot t_1 \cdot g \cdot \rho_w \cdot l \cdot \gamma_f = 0,5 \cdot 4,75 \cdot 9,81 \cdot 1,0 \cdot 36,4 \cdot 1 = 848 \text{ кН} \quad (4.155)$$

где  $t_1$  - высота эпюры дефицита давления

$$t_1 = 0,7 \cdot (h''_c - h'_c) = 0,7 \cdot (8,63 - 1,85) = 4,75 \text{ м} \quad (4.156)$$

где  $h'_c$  и  $h''_c$  – соответственно первая и вторая сопряженные глубины для основного сочетания нагрузок (принимаем из пункта 4.4.1)

Вертикальная пульсационная динамическая нагрузка:

$$W_{\Pi}^B = \alpha \cdot \frac{v_{\text{сж}}^2}{2} \cdot \rho_w \cdot \omega = 0,06 \cdot \frac{14,79^2}{2} \cdot 1,0 \cdot 36,4 = 238,87 \text{ кН} \quad (4.157)$$

$$\alpha = 0.06;$$

$$\omega = l_{\text{пл}} \cdot 1.0 = 36,4 \cdot 1.0 = 36,4 \text{ м} \quad (4.158)$$

Определение момента от собственного веса плиты:

$$M^G = G_B \cdot \frac{l_B}{2} = 1509,75 \cdot \frac{36,4}{2} = 27477,45 \text{ кНм} \quad (4.159)$$

Определение момента от фильтрационного противодействия:

$$M^{W_{\phi}} = W_{\phi} \cdot \left( l_{\text{пл}} - \frac{l_{\text{пл}}}{3} \right) = 413,95 \cdot \left( 36,4 - \frac{36,4}{3} \right) = 10045,18 \text{ кНм} \quad (4.160)$$

Определение момента от пульсационной вертикальной динамической нагрузки:

$$M^{W_{\Pi}^B} = W_{\Pi}^B \cdot \frac{l_B}{2} = 238,87 \cdot \frac{36,4}{2} = 4347,43 \text{ кНм} \quad (4.161)$$

Определение момента от дефицита давления:

$$M^{W_d} = W_d \cdot \left( l_{\text{пл}} - \frac{l_{\text{пл}}}{3} \right) = 848 \cdot \left( 36,4 - \frac{36,4}{3} \right) = 20578,1 \text{ кНм} \quad (4.162)$$

Определение коэффициента опрокидывания:

$$K_{\text{опр}} = \frac{\sum M_{\text{уд}} \gamma_{cd}}{\sum M_{\text{опр}} \gamma_{lc}} = \frac{27477,45 \cdot 1}{(10045,18 + 4347,43 + 20578,1) \cdot 1} = 0,78 < \gamma_n = 1,25 \quad (4.163)$$

Условие не выполняется, поэтому необходимо увеличить собственный вес плиты, за счет увеличения толщины плиты.

Определим необходимую толщину плиты обратным действием:

$$\sum M_{\text{уд}} = M^G = \frac{1,25 \cdot \sum M_{\text{опр}} \gamma_{lc}}{\gamma_{cd}} \quad (4.164)$$

$$M^G = \frac{1,25 \cdot (10045,18 + 4347,43 + 20578,1) \cdot 1}{1} = 43713,4 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (4.165)$$

$$\delta_{\text{пл}} = \frac{2M^G}{(\rho_b - \rho_w) \cdot l_B^2 \cdot g} = \frac{2 \cdot 43713,4}{(2,4 - 1,0) \cdot 36,4^2 \cdot 9,81} = 4,8 \text{ м} \quad (4.166)$$

Проверка устойчивости второй плиты водобоя против всплытия.  
Устойчивость на всплытие определяется условием:

$$K_{\text{всп}} = \frac{\sum V_{\text{уд}} \gamma_{cd}}{\sum V_{\text{всп}} \gamma_{lc}} = \frac{G_B \gamma_{cd}}{(W_D + W_{\text{п}}^B + W_{\text{ф}}) \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.167)$$

где  $\sum V_{\text{уд}}$  – сумма удерживающих сил;

$\sum V_{\text{всп}}$  – сумма сил вызывающих всплытие;

Определение собственного веса плиты при толщине плиты  $\delta_{\text{пл}} = 4,8$  м:

$$G_B = (2,4 - 1,0) \cdot 4,8 \cdot 36,4 \cdot 9,81 = 2399,6 \text{ кН} \quad (4.168)$$

Определение коэффициента всплытия:

$$K_{\text{всп}} = \frac{2399,6 \cdot 1}{(413,95 + 848 + 238,87) \cdot 1} = 1,6 \geq \gamma_n = 1,25 \text{ – условие выполняется.}$$

### 4.6.3 Рисберма

Длина послепрыжкового участка (рисбермы с ковшом) определяется по формуле Вызго М.С., схема ковша рисбермы представлена на рисунке 4.11

$$l_{\text{пп}} = \frac{0,4}{n} \cdot h_c'' = \frac{0,4}{0,03} \cdot 7,18 = 95,73 \text{ м} \quad (4.169)$$

где  $h_c'' = 7,18$  (принимается из пункта 4.4.1)

n-коэффициент шероховатости русла [12].

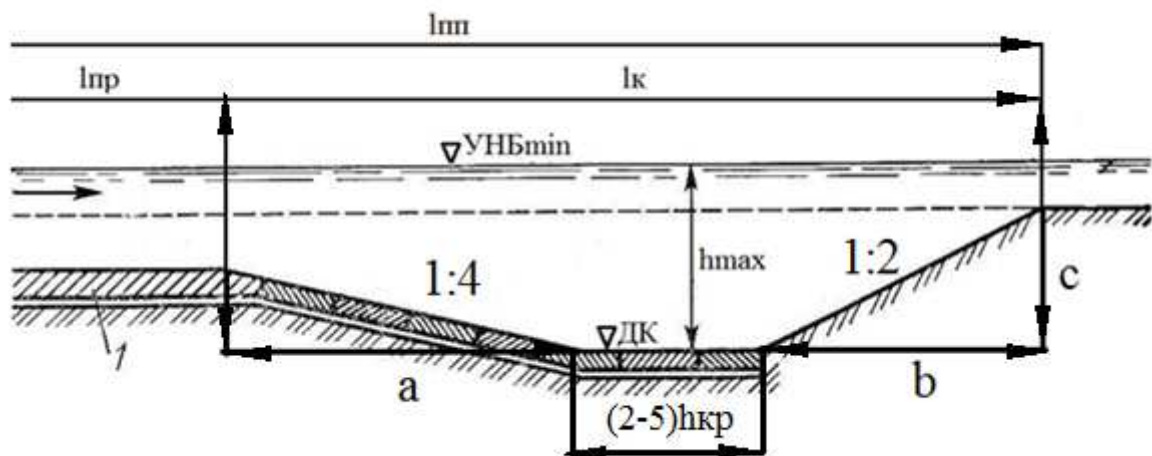


Рисунок 4.11 - Схема ковша рисбермы

Длина горизонтального участка рисбермы:

$$l_{\text{гор}} = l_{\text{пп}} - l_{\text{ковш}} = 95,73 - 46,92 = 48,81 \text{ м} \approx 50 \text{ м} \quad (4.170)$$

$$l_{\text{ковш}} = a + (2 \div 5) \cdot h_{\text{кр}} + b \quad (4.171)$$

$$l_{\text{ковш}} = 4c + 3h_{\text{кр}} + 2c = 6c + 3h_{\text{кр}} = 6 * 5,63 + 3 * 4,38 = 46,92 \text{ м} \quad (4.172)$$

$$c = \nabla_{\text{дно}} - \nabla_{\text{ДК}} = 100 - 94,37 = 5,63 \text{ м} \quad (4.173)$$

Отметка дна ковша:

$$\nabla_{\text{ДК}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - h_{\text{max}} = 101,75 - 6,43 = 94,37 \text{ м} \quad (4.174)$$

$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$  определяется по кривой связи (раздел 3.1.1)

$$h_{\text{max}} = K_p \frac{q_p}{v_p^2} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{27,36}{0,8}} = 6,43 \text{ м}. \quad (4.175)$$

где  $v_p$ -допускаемая не размывающая скорость потока на рисберме при глубине 1 м;

$q_p$  – принимается из пункта 4.4;

Для глины  $v_p^2 = 0,8 \text{ м/с}$  [4];

$K_p$ -коэффициент зависящий от условий размыва; принимается  $K_p = 1,1$  [6]

Принимаем размеры плиты  $l = 10 \text{ м}$ .

Первая плита рисбермы располагается на удалении, равном длине водобоя.

$$x_1 = L_{\text{вод}} = 93,4 \text{ м} \quad (4.176)$$

Расстояние от сжатого сечения до второй плиты:

$$x_2 = x_1 + 10 = 103,4 \text{ м} \quad (4.177)$$

Расстояние от сжатого сечения до 3 плиты:

$$x_3 = x_2 + 10 = 113,4 \text{ м} \quad (4.178)$$

Толщина плит рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_w \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_b - \rho_w)} \quad (4.179)$$

где  $K_c = 1,25$  – коэффициент запаса;

$$h_p = 2 \cdot h_v \cdot \left(\frac{h_{кп.р}}{x}\right)^{1,34} \quad (4.180)$$

где  $x$  – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плит;

$$h_v = \frac{\alpha \cdot V_c^2}{2 \cdot g} \quad (4.181)$$

$$V_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_{\sigma}) \cdot h'_c} \quad (4.182)$$

где  $h'_c = 0,985$  м – первая сопряженная глубина (определена в пункте 4.4.)  
 $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;

Расчет толщины первой плиты рисбермы:

$$V_c = \frac{27,36}{0,985} = 27,78 \frac{\text{м}}{\text{с}}; \quad (4.183)$$

$$h_v = \frac{1,1 \cdot 27,78^2}{2 \cdot 9,81} = 43,26 \text{ м}; \quad (4.184)$$

$$h_p = 2 \cdot 43,26 \cdot \left(\frac{4,38}{93,4}\right)^{1,34} = 1,48 \text{ м}; \quad (4.185)$$

$$t_p = \frac{1 \cdot 1,48 \cdot 1,25}{(2,4 - 1)} = 1,32 \text{ м}. \quad (4.186)$$

Расчет толщины второй плиты рисбермы:

$$h_p = 2 \cdot 43,26 \cdot \left(\frac{4,38}{103,4}\right)^{1,34} = 1,25 \text{ м}; \quad (4.187)$$

$$t_p = \frac{1 \cdot 1,25 \cdot 1,25}{(2,4 - 1)} = 1,12 \text{ м}. \quad (1.188)$$

Расчет толщины третьей плиты рисбермы:

$$h_p = 2 \cdot 43,26 \cdot \left(\frac{4,38}{113,4}\right)^{1,34} = 1,1 \text{ м}; \quad (1.189)$$

$$t_p = \frac{1 \cdot 1,1 \cdot 1,25}{(2,4 - 1)} = 1 \text{ м}. \quad (1.190)$$

Толщина остальных плит принимается равной толщине третьей плиты.

Плиты рисбермы устраиваются в шахматном порядке. Швы плит не уплотняются.



#### 4.6.4 Определение устойчивости плит рисбермы против опрокидывания

Производится проверка плит рисбермы на опрокидывание, относительно точки 5. При этом считают, что на крепление из плоских плит на 1 п. м ширины плотины действуют силы:

- $W_d$  – мгновенное гидродинамическое давление, выраженное эпюрой 1-2-3-4-5, образующееся при прохождении над плитой волны;
- $P$  – сила лобового гидродинамического давления;
- $G$  – собственный вес плиты, взвешенной в воде.

Схема к расчету устойчивости плиты рисбермы представлена на рисунке 4.12.

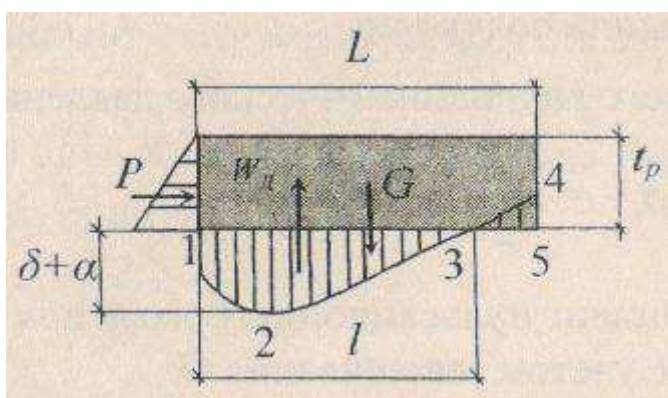


Рисунок 4.12 - Схема к расчету устойчивости плиты рисбермы

Величина восстановления кинетической энергии:

$$\alpha = 0,5 \cdot \frac{V_p^2}{2 \cdot g} \quad (4.191)$$

где  $V_p$  – средняя скорость течения воды над плитой, определяемая по формуле:

$$V_p = \frac{q_p}{h_{\text{НБ}}} \quad (4.192)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина в нижнем бьефе, определяемая по формуле:

$$h_{\text{НБ}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 107,9 - 100 = 7,9 \text{ м} \quad (4.193)$$

$\nabla \text{УНБ} = 107,9 \text{ м}$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе (принимается из пункта 3.1.1);

Высота полуволны:

$$\delta = \frac{1,13 \cdot Z \cdot h_{\text{кр.п.}}^{4/3}}{x^{4/3}} \quad (4.194)$$

где  $h_{кр.р.}$  – критическая глубина на рисберме (принимаем из таблицы 6[6]);  
 $Z$  – разность отметок НПУ и поверхности воды в сжатом сечении, определяемая по формуле:

$$Z = \nabla \text{ НПУ} - (\nabla \text{ ПВ} + h'_c) = 155 - (100 + 0,985) = 54,015 \text{ м} \quad (4.195)$$

Сила мгновенного гидродинамического давления определяется по формуле:

$$W_D = 0,5 \cdot (1,5 \cdot \delta + \alpha) \cdot l \cdot \rho_w \cdot g \quad (4.196)$$

где  $l$  – длина полуволны, определяемая по формуле:

$$l = 2 \cdot h_{кр.р.} \quad (4.197)$$

Сила лобового гидродинамического давления:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot \sigma \cdot \frac{V_p^2}{2} \cdot t_p \quad (4.198)$$

где  $\sigma$  – коэффициент пульсационного давления (принимается  $\sigma = 0,2$ ).

Вес плиты с учетом взвешивания  $G$ :

$$G = (\rho_b - \rho_w) \cdot g \cdot L \cdot t_p \quad (4.199)$$

Коэффициент устойчивости на опрокидывание определяется по формуле:

$$K_{опр} = \frac{G \cdot \frac{L}{2}}{W_D \cdot (L - \frac{l}{2}) + P \cdot \frac{t_p}{3}} \quad (4.200)$$

Устойчивость плит против опрокидывания обеспечивается при соблюдении условия:  $K_{опр} > \gamma_n$ . Для I класса сооружения  $\gamma_n = 1,25$ .

#### 4.6.5 Расчет первой плиты рисбермы против опрокидывания

$$V_p = \frac{27,36}{7,9} = 3,46 \text{ м/с}$$

$$\alpha = 0,5 \cdot \frac{3,46^2}{2 \cdot 9,81} = 0,31 \text{ м}$$

$$\delta = \frac{1,13 \cdot 54,015 \cdot 4,38^{4/3}}{93,4^{4/3}} = 1,03 \text{ м};$$

$$l = 2 \cdot 4,38 = 8,76 \text{ м};$$

$$W_{\text{д}} = 0,5 \cdot (1,5 \cdot 1,03 + 0,31) \cdot 8,76 \cdot 1 \cdot 9,81 = 79,7 \text{ кН}$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 0,2 \cdot \frac{3,46^2}{2} \cdot 1,32 = 1,58 \text{ кН}$$

$$G = (2,4 - 1) \cdot 9,81 \cdot 10 \cdot 1,32 = 181,29 \text{ кН}$$

$$K_{\text{опр}} = \frac{181,29 \cdot \frac{10}{2}}{79,7 \cdot \left(10 - \frac{8,76}{2}\right) + 1,58 \cdot \frac{1,32}{3}} = 2,02$$

#### 4.6.6 Расчет второй плиты рисбермы против опрокидывания

$$\delta = \frac{1,13 \cdot 54,015 \cdot 4,38^{4/3}}{103,4^{4/3}} = 0,9 \text{ м};$$

$$W_{\text{д}} = 0,5 \cdot (1,5 \cdot 0,9 + 0,31) \cdot 8,76 \cdot 1 \cdot 9,81 = 71,3 \text{ кН}$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 0,2 \cdot \frac{3,46^2}{2} \cdot 1,25 = 0,75 \text{ кН}$$

$$G = (2,4 - 1) \cdot 9,81 \cdot 10 \cdot 1,25 = 181,29 \text{ кН}$$

$$K_{\text{опр}} = \frac{171,67 \cdot \frac{10}{2}}{71,3 \cdot \left(10 - \frac{8,76}{2}\right) + 0,75 \cdot \frac{1,25}{3}} = 2,14$$

#### 4.6.7 Расчет третьей плиты рисбермы против опрокидывания

$$\delta = \frac{1,13 \cdot 54,015 \cdot 4,38^{4/3}}{113,4^{4/3}} = 0,8 \text{ м};$$

$$W_{\text{д}} = 0,5 \cdot (1,5 \cdot 0,8 + 0,31) \cdot 8,76 \cdot 1 \cdot 9,81 = 64,88 \text{ кН}$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 0,2 \cdot \frac{3,46^2}{2} \cdot 1,1 = 0,66 \text{ кН}$$

$$G = (2,4 - 1) \cdot 9,81 \cdot 10 \cdot 1,1 = 181,29 \text{ кН}$$

$$K_{\text{опр}} = \frac{151,07 \cdot \frac{10}{2}}{64,88 \cdot \left(10 - \frac{8,76}{2}\right) + 0,66 \cdot \frac{1,1}{3}} = 2,07$$

Условие устойчивости против опрокидывания для всех плит соблюдается.

#### 4.7 Фильтрационный расчет

##### 4.7.1 Построение эпюры фильтрационного давления методом удлиненной контурной линии

Расчет фильтрации под плотиной методом удлиненной контурной линии.

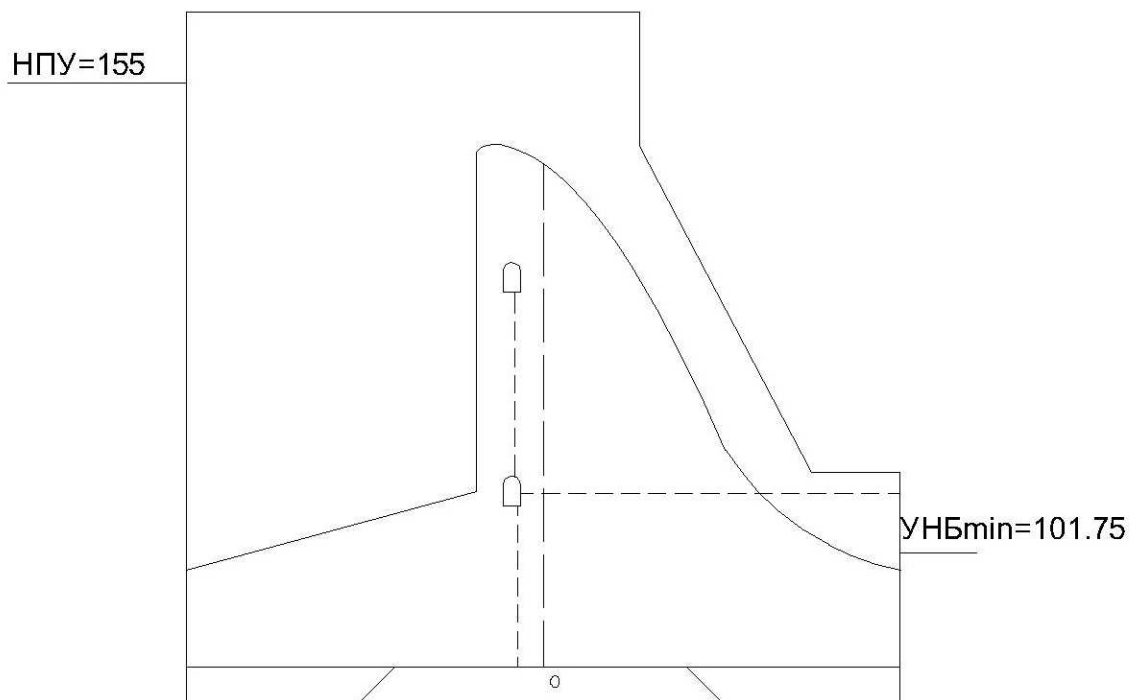


Рисунок 4.12 - Схема подземного контура плотины для основного сочетания нагрузок и воздействий

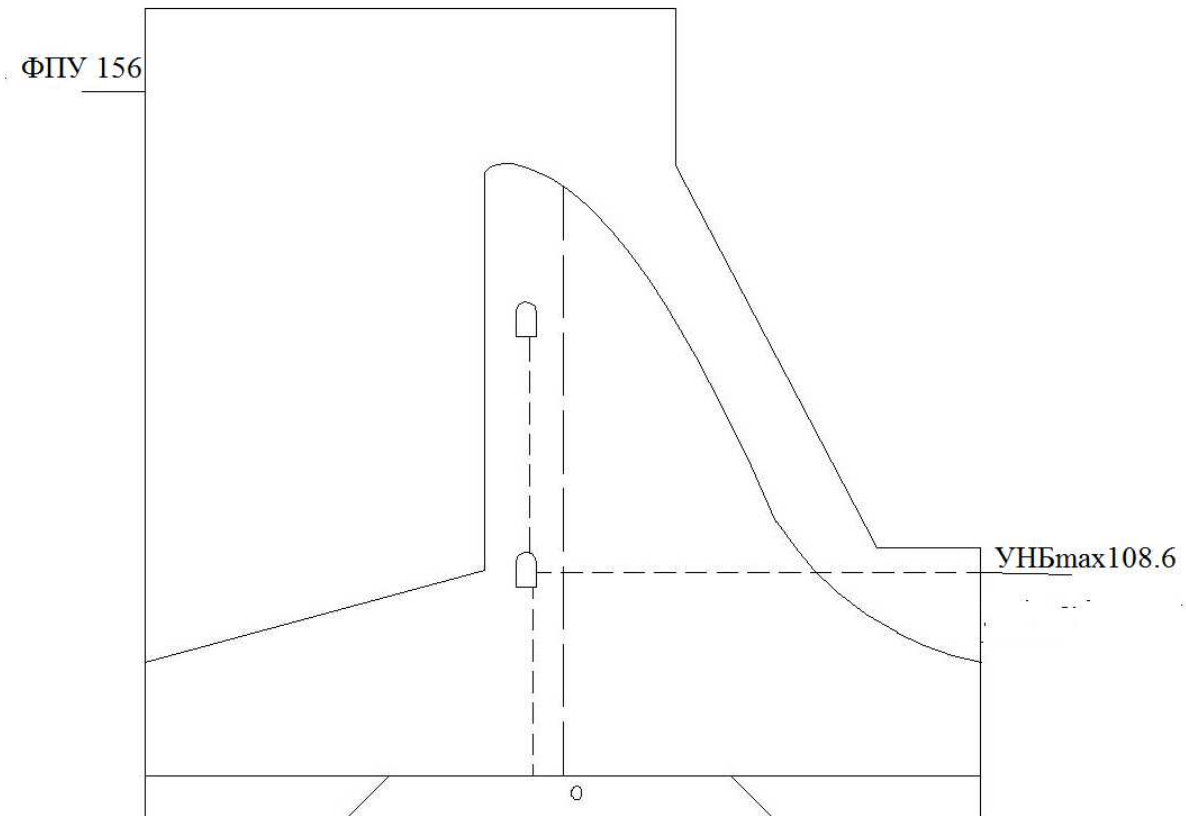


Рисунок 4.13 - Схема подземного контура плотины для особого сочетания нагрузок и воздействий

Параметры фильтрационного потока определяется в соответствии со схемой, представленной на рисунках 4.12 и 4.13. На прямой последовательно откладываются длины элементов подземного контура. Крайние отрезки достраиваются, таким образом учитываются дополнительные потери на вход и выход.

Распластанная схема:

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{80.4}{4} = 20.1, \quad (4.201)$$

при которой  $T_a = 0.5l_0 = 0.5 \cdot 80.4 = 40.2$

При  $T_d < T_{акт}$ ;  $T_{рас} = T_d = 0$ .

Потери на входе и выходе равны 0.

Разворачивается подземный контур в линию, расположенный на отметке УНБ: 1-2-3-4-5-6-7-8.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

Откладываем вертикальную линию от точки 1 равную напору при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$H_{осн} = \nabla_{НПУ} - УНБ_{min} = 155 - 101,75 = 53,25 \text{ м} \quad (4.202)$$

Соединяется точка 1 с точкой 8, получается треугольник.

Треугольник потерь для основного сочетания нагрузок и воздействий представлен на рисунке 4.14. Эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействия представлена на рисунке 4.15.

Определение напоров в точках подземного контура.

$$H_i = tg\alpha \cdot l_i \quad (4.203)$$

где  $l_i$ - расстояние от рассматриваемой точки до точки 8;

$$tg\alpha = \frac{H_i}{L_i} = \frac{53,25}{127,71} = 0,417 \quad (4.204)$$

где  $l_i = 127,71$  - расстояние от точки 1 до точки 8;

$$H_1 = 53,25$$

$$H_2 = (L - l_{1-2}) \cdot tg\alpha = (127,71 - 0,5) \cdot 0,417 = 53,04 \text{ м} \quad (4.205)$$

$$H_3 = (L - l_{2-3}) \cdot tg\alpha = (127,21 - 53,25) \cdot 0,417 = 30,84 \text{ м} \quad (4.206)$$

$$H_4 = (L - l_{3-4}) \cdot tg\alpha = (73,96 - 14,5) \cdot 0,417 = 24,8 \text{ м} \quad (4.207)$$

$$H_5 = (L - l_{4-5}) \cdot tg\alpha = (59,46 - 20) \cdot 0,417 = 16,45 \text{ м} \quad (4.208)$$

$$H_6 = (L - l_{5-6}) \cdot tg\alpha = (39,46 - 4) \cdot 0,417 = 14,78 \text{ м} \quad (4.209)$$

$$H_{6'} = (L - l_{6-6'}) \cdot tg\alpha = (35,46 - 4) \cdot 0,417 = 13,12 \text{ м} \quad (4.210)$$

$$H_7 = (L - l_{6'-7}) \cdot tg\alpha = (31,46 - 13,3) \cdot 0,417 = 7,57 \text{ м} \quad (4.211)$$

$$H_8 = (L - l_{7-8}) \cdot tg\alpha = (18,16 - 18,16) \cdot 0,417 = 0 \text{ м} \quad (4.212)$$

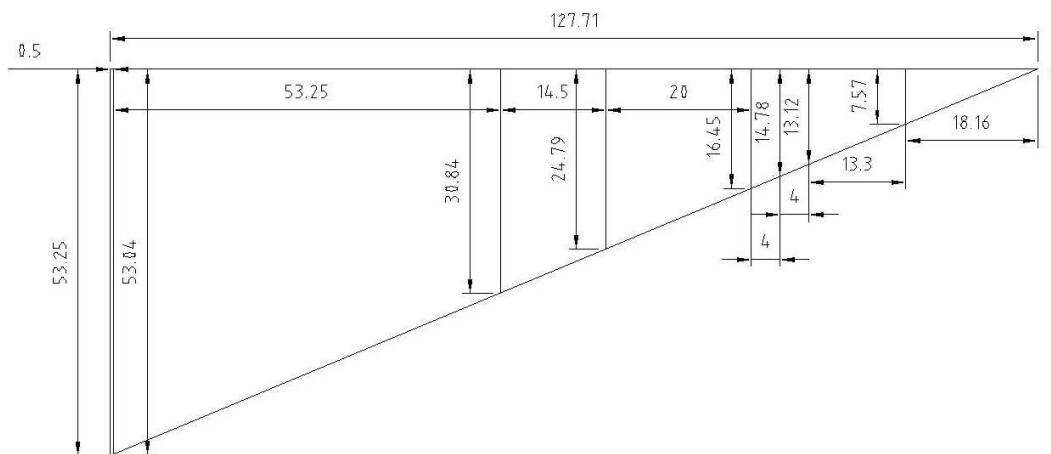


Рисунок 4.14- Треугольник потерь напора для основного сочетания нагрузок и воздействий

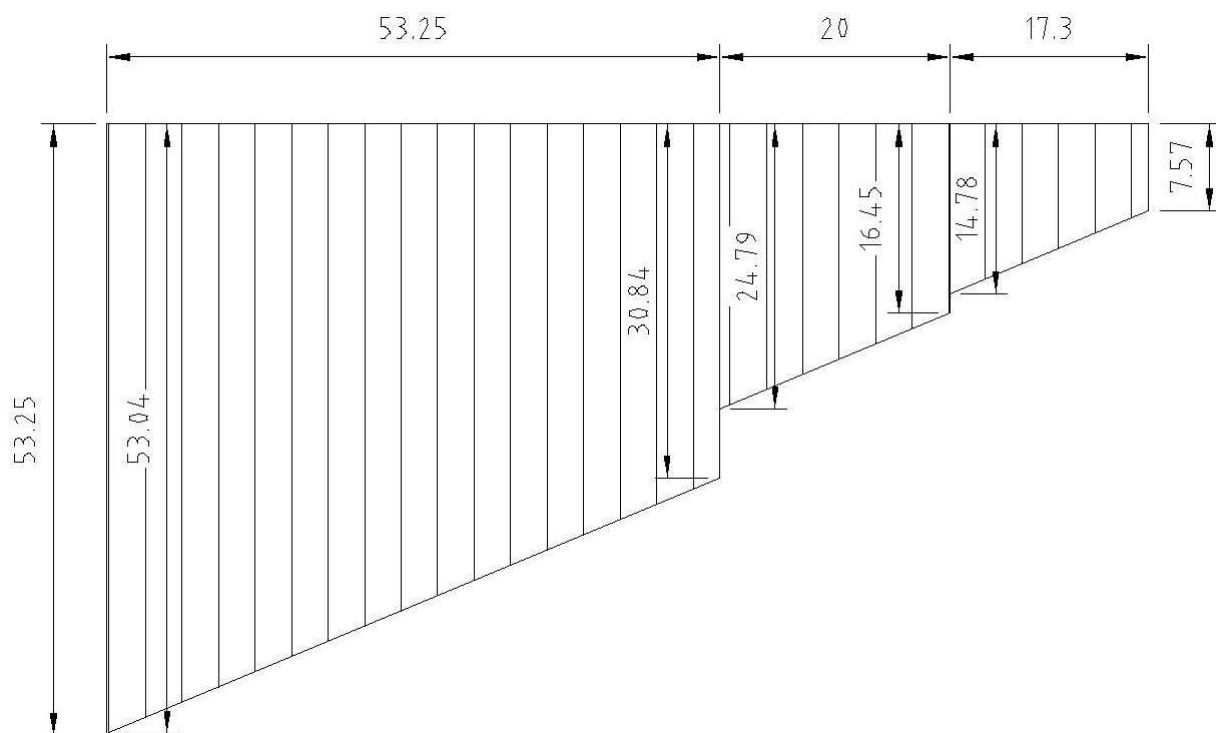


Рисунок 4.15 - Эюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий

Для особого сочетания нагрузок и воздействий, Треугольник потерь напора для особого сочетания нагрузок и воздействий, а также эюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий представлены на рисунке 4.16, 4.17:

Откладываем вертикальную линию от точки 1 равную напору при особом сочетании нагрузок и воздействий:

$$H_{\text{повер}} = \nabla\text{ФПУ} - \text{УНБ}_{\text{max}} = 156 - 108,6 = 47,4 \text{ м} \quad (4.213)$$

Соединяем точку 1 с точкой 8, получаем треугольник. Определим напоры в точках подземного контура.

$$H_i = \text{tg}\alpha \cdot l_i \quad (4.214)$$

где  $l_i$ - расстояние от рассматриваемой точки до точки 8;

$$\text{tg}\alpha = \frac{H_i}{L_i} = \frac{47,4}{127,71} = 0,37$$

где  $l_i = 127,71$  - расстояние от точки 1 до точки 8;

$$H_1 = 47,4$$

$$H_2 = (L - l_{1-2}) \cdot \text{tg}\alpha = (127,71 - 0,5) \cdot 0,37 = 47,07 \text{ м} \quad (4.215)$$

$$H_3 = (L - l_{2-3}) \cdot tg\alpha = (127,21 - 53,25) \cdot 0,37 = 27,36 \text{ м} \quad (4.216)$$

$$H_4 = (L - l_{3-4}) \cdot tg\alpha = (73,96 - 14,5) \cdot 0,37 = 22 \text{ м} \quad (4.217)$$

$$H_5 = (L - l_{4-5}) \cdot tg\alpha = (59,46 - 20) \cdot 0,37 = 14,6 \text{ м} \quad (4.218)$$

$$H_6 = (L - l_{5-6}) \cdot tg\alpha = (39,46 - 4) \cdot 0,37 = 13,12 \text{ м} \quad (4.219)$$

$$H_{6'} = (L - l_{6-6'}) \cdot tg\alpha = (35,46 - 4) \cdot 0,37 = 11,64 \text{ м} \quad (4.220)$$

$$H_7 = (L - l_{6'-7}) \cdot tg\alpha = (21,46 - 3,3) \cdot 0,37 = 6,72 \text{ м} \quad (4.221)$$

$$H_8 = (L - l_{7-8}) \cdot tg\alpha = (18,16 - 18,16) \cdot 0,37 = 0 \text{ м} \quad (4.222)$$

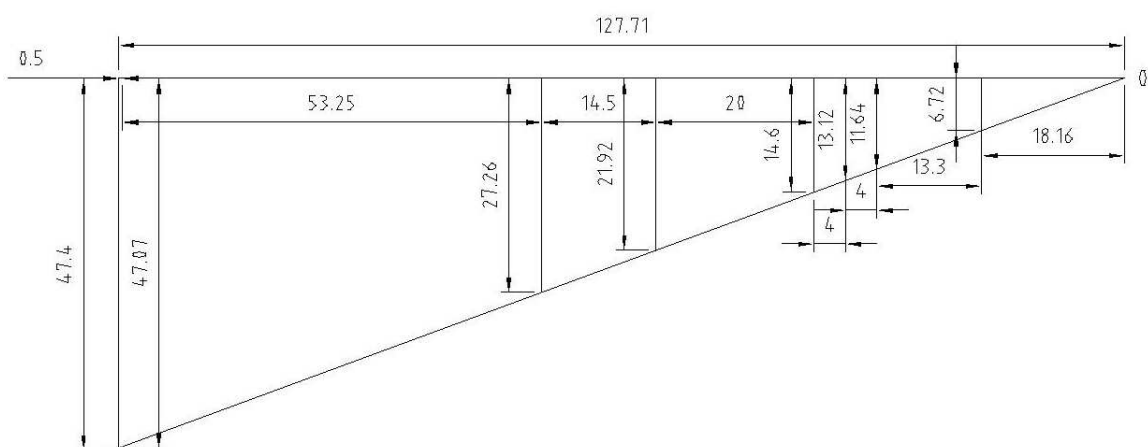


Рисунок 4.16 - Треугольник потерь напора для особого сочетания нагрузок и воздействий

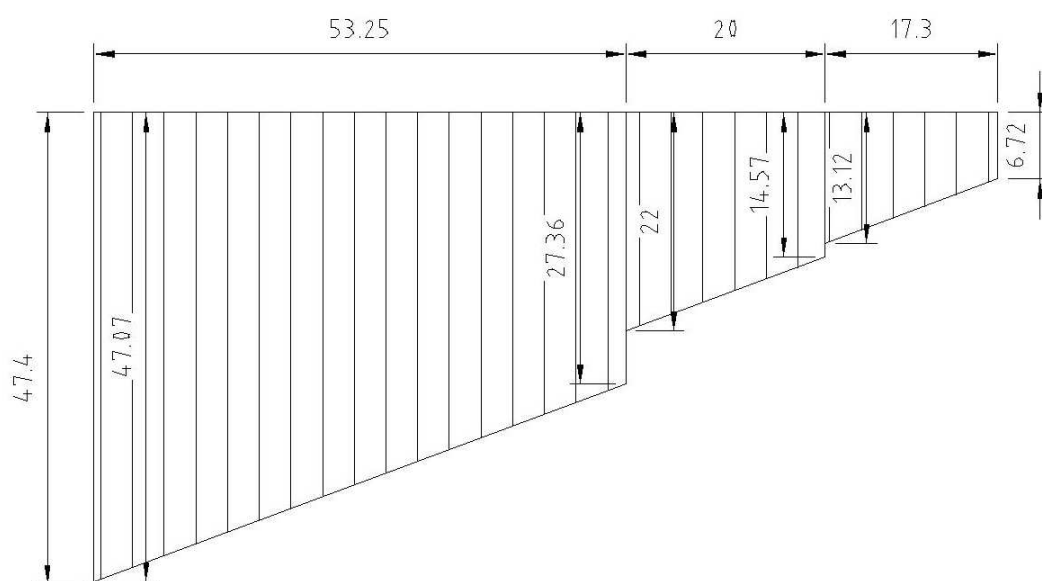


Рисунок 4.17 - Эпюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий



## 4.8 Статический расчет плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняется для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

### 4.8.1 Вес сооружения и механизмов

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} \quad (4.223)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения водосливной плотины, определяемая на чертеже, выполненном в масштабе с помощью программы AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2398.96 \text{ м}^2;$$

$$b\text{-ширина пролёта, } b = 16 \text{ м}$$

$$\delta_{\text{б}}\text{-толщина быка } \delta_{\text{б}} = 4 \text{ м}$$

$$\rho_{\text{б}}\text{-плотность бетона } \rho_{\text{б}} = 2,4 \text{ кг/м}^3$$

Плечо равнодействующей силы  $Y$  центра тяжести, относительно точки  $O$ , поперечном профили водосливной плотины, представленных на рисунке 4.18, определяется так же, как и площадь сооружения, в программном обеспечении AutoCad.  $Y_1 = 1.68 \text{ м}$

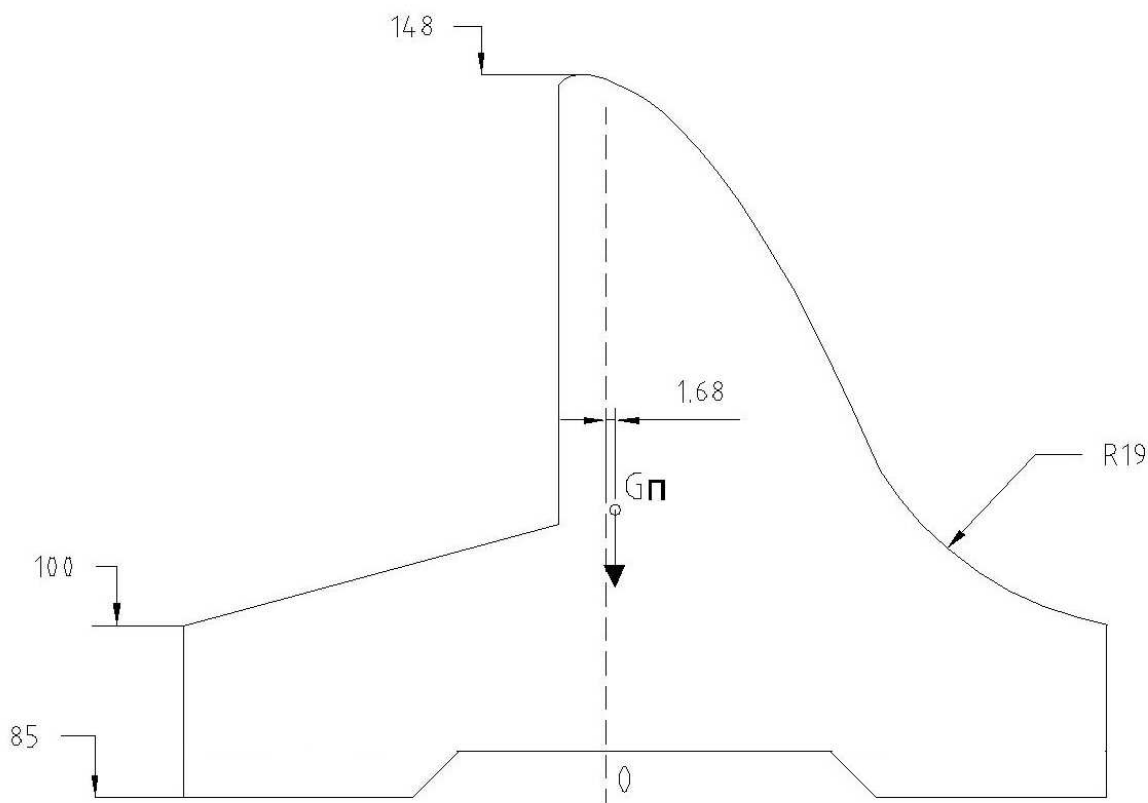


Рисунок 4.18 - Поперечный профиль водосливной плотины

Поперечный профиль быка представлен на рисунке 4.19.

Вес одного погонного метра водосливной плотины:

$$G_{пл} = \frac{2398,96 \cdot 9,81 \cdot 16 \cdot 2,4}{16+4} = 45184,9 \text{ кН} \quad (4.224)$$

Вес быка определяется по формуле:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}}; \quad (4.225)$$

где  $S_{б}$ -площадь быка, определяется с помощью программы AutoCad.

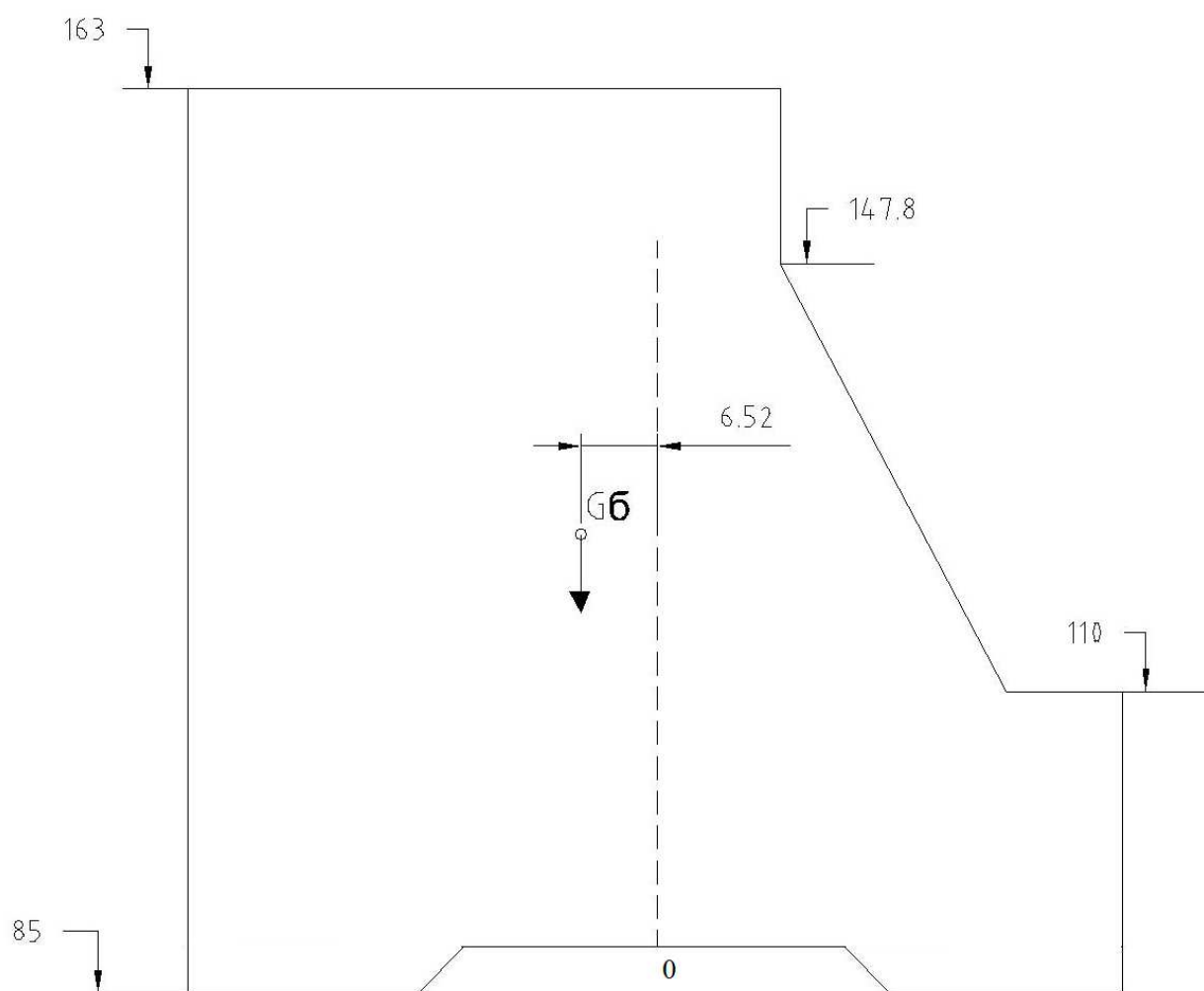


Рисунок 4.19 - Поперечный профиль быка

$$S_{б} = 5034,84 \text{ м}^2$$

Тогда вес быка:

$$G_{б} = \frac{5034,84 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 2,4}{16+4} = 23708,05 \text{ кН} \quad (4.226)$$

Плечо равнодействующей силы относительно центра тяжести согласно расчётам в программе AutoCAD:  $Y_2=6,52\text{м}$ .

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

$$Q_3 = 0,055f\sqrt{fg} \quad (4.227)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5)b = (156 - 148 + 0,5) \cdot 16 = 136 \text{ м}^2 \quad (4.228)$$

где,  $b$  – ширина пролёта  $b=16\text{м}$

Тогда вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 136\sqrt{136} \cdot 9,81 = 855,73 \text{ кН}$$

Вес затвора к весу на один погонный метр:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{855,73}{16+4} = 42,79 \text{ кН} \quad (4.229)$$

#### 4.8.2 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды раскладывается на две составляющие горизонтальную и вертикальную. Уровни верхнего и нижнего бьефов выбираются согласно двум случаям сочетаний нагрузок. Эпюры гидростатического давления на верхней и на нижней гранях принимаются по треугольникам, катеты которых равны, данные представлены на Рисунке 4.20 и 4.21.

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления находится по формуле:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 66^2}{2} = 21366,18 \text{ кН} \quad (4.230)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 12,75^2}{2} = 797,37 \text{ кН} \quad (4.231)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{подошвы} = 155 - 89 = 66\text{м} \quad (4.232)$$

$$h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{подошвы} = 101,75 - 89 = 12,75 \text{ м} \quad (4.233)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа определяется площадью поперечного сечения тела давления, удерживающих сооружение. Площадь поперечного тела давления со стороны верхнего бьефа, определяется с помощью точных расчётов в программе AutoCad.

$$S_{\text{ЭП}}^{\text{В}} = 1665,37 \text{ м}^2$$

Вертикальная составляющая сила гидростатического давления со стороны верхнего бьефа:

$$W_{\text{В}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{В}} = 1665,37 \cdot 9,81 = 16337,28 \text{ кН} \quad (4.234)$$

$$S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = 5,74 \text{ м}^2$$

Вертикальная составляющая сила гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{Н}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}} = 5,74 \cdot 9,81 = 56,31 \text{ кН} \quad (4.235)$$

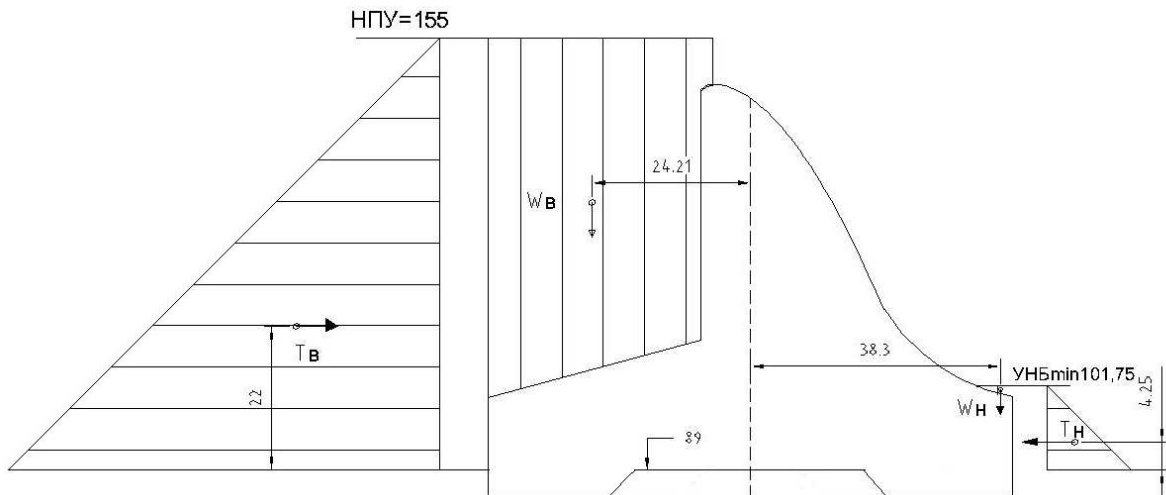


Рисунок 4.20 - Эпюры гидростатического давления при основном сочетании нагрузок и воздействий

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T'_{\text{В}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1'^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 67^2}{2} = 22018,54 \text{ кН} \quad (4.236)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T'_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2'^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 19,6^2}{2} = 1884,3 \text{ кН} \quad (4.237)$$

$$h'_1 = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{подошвы} = 156 - 89 = 67 \text{ м} \quad (4.238)$$

$$h'_2 = \nabla\text{УНБ}_{max} - \nabla\text{подошвы} = 108,6 - 89 = 19,6 \text{ м} \quad (4.239)$$

$$S_{\text{ЭП}}^B = 1699,84 \text{ м}^2$$

Определяем вертикальную составляющую силы гидростатического давления со стороны верхнего бьефа:

$$W_B = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^B = 1699,84 \cdot 9,81 = 16675,4 \text{ кН} \quad (4.240)$$

$$S_{\text{ЭП}}^H = 85,52 \text{ м}^2$$

Определяем вертикальную составляющую силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 85,52 \cdot 9,81 = 838,95 \text{ кН} \quad (4.241)$$

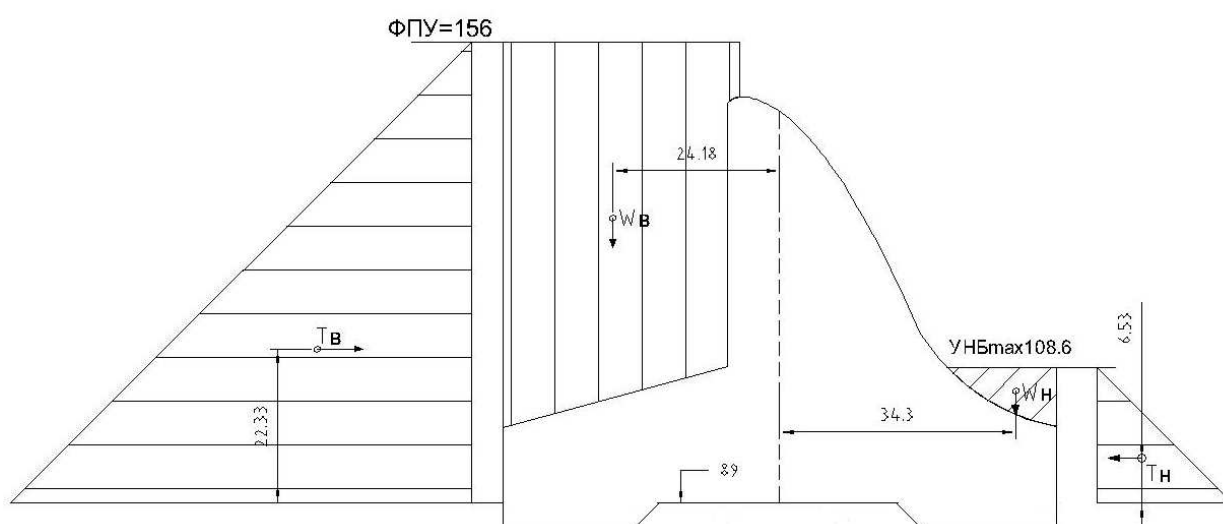


Рисунок 4.21 - Эпюры гидростатического давления при основном сочетании нагрузок и воздействий

### 4.8.3 Равнодействующая сила взвешивающего давления

Ординаты эпюры взвешивающего давления на подошву плотины принимаются от отметки УНБ до контакта плотины с основанием. Форма эпюры представлена на рисунке 4.22.

Ширина эпюры равна ширине подошвы по основанию  $B=80,4 \text{ м}$ .

Сила взвешивающего давления определяется площадью построенных эпюр:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{ЭП}} \quad (4.242)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Уровень в нижнем бьефе  $\nabla_{\text{УНБ}min} = 101,75\text{м}$   
 Максимальная ордината эпюры

$$\nabla_{\text{УНБ}min} - \nabla_{\text{зуба}} = 101,75 - 85 = 16,75 \text{ м} \quad (4.243)$$

$$\nabla_{\text{зуба}} = (\nabla_{\text{подошвы}} - 4\text{м}) = 89 - 4 = 85\text{м}; \quad (4.244)$$

Площадь эпюры взвешивающего давления:

$$S_{\text{эп}} = 1201,1 \text{ м}^2$$

Тогда сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{эп}} \cdot p \cdot g = 1201,1 \cdot 9,81 = 11782,79 \text{ кН} \quad (4.245)$$

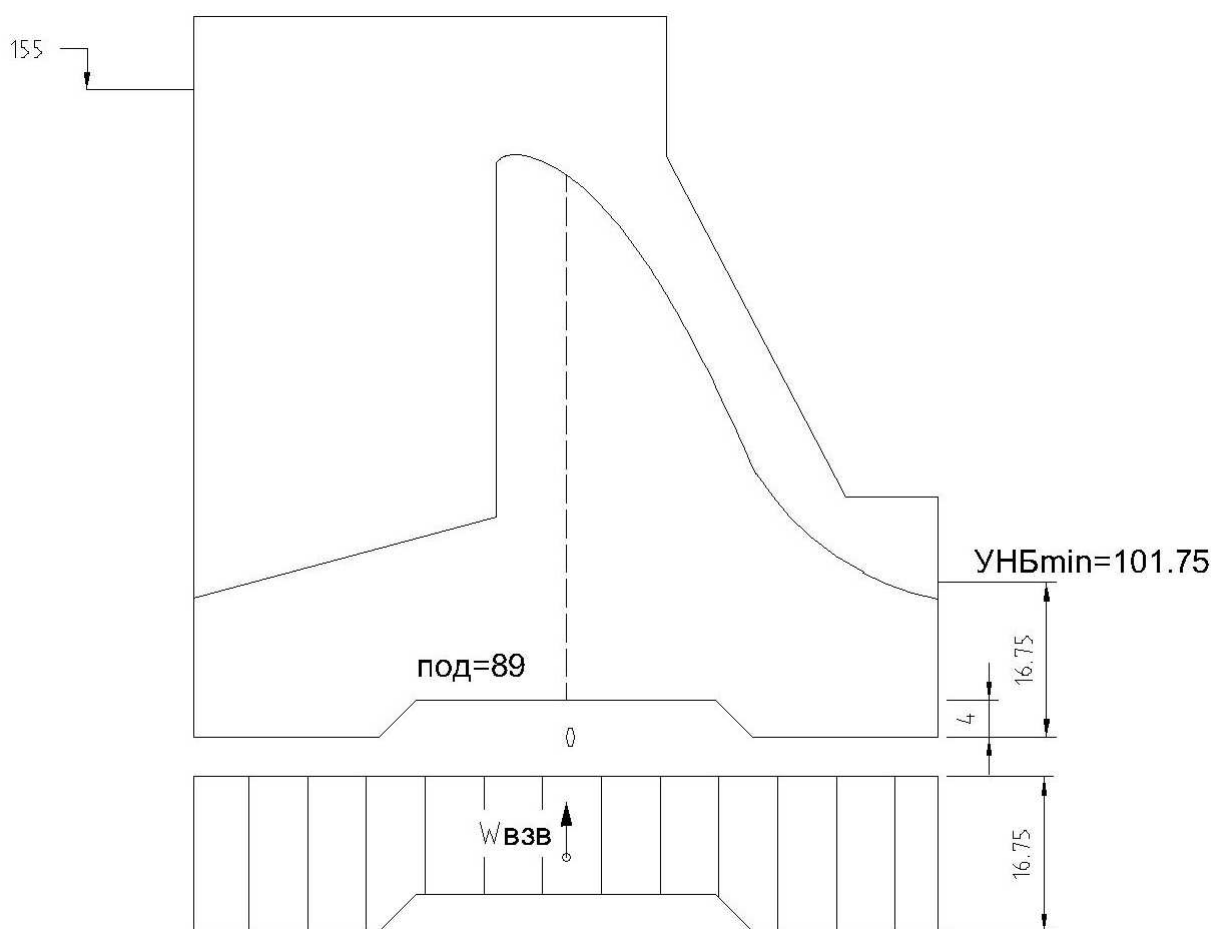


Рисунок 4.22 - Эпюра взвешивающего давления на подошву для основного сочетания нагрузок

Особое сочетание нагрузок и воздействий, указаны в рисунке 4.23.

Уровень в нижнем бьефе  $\nabla_{\text{УНБ}max} = 108,6 \text{ м}$

Максимальное заглубление подошвы под уровень нижнего бьефа

$$\nabla_{\text{УНБ}min} - \nabla_{\text{зуба}} = 108,6 - 85 = 23,6 \text{ м}$$

Площадь взвешенного давления на подошву плотины, определена с помощью точных расчётов в программе AutoCad.

$$S_{\text{эп}} = 1751,2 \text{ м}^2$$

Тогда сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot p \cdot g = 1751,2 \cdot 9,81 = 17179,27 \text{ кН} \quad (4.246)$$

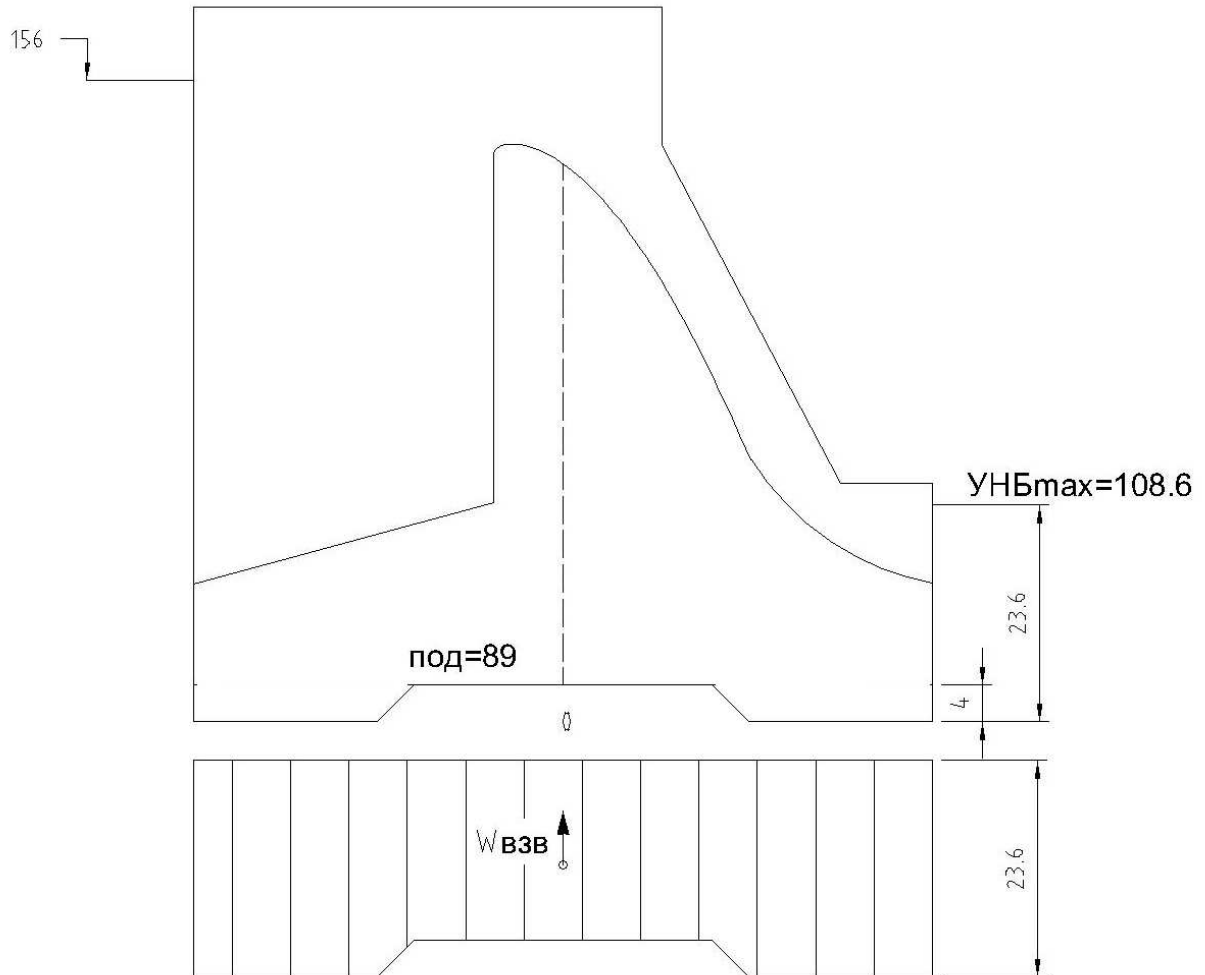


Рисунок 4.23 - Эпюра взвешивающего давления для особого сочетания нагрузок

#### 4.8.4 Сила фильтрационного давления

При расчёте силы фильтрационного давления, учитывается только та часть эпюры давления, которая находится непосредственно под самим сооружением. Эпюры строятся для двух расчётных случаев, данные предоставлены на рисунках 4.24, 4.25.

У полученных эпюр, построенных в масштабе, находится площадь.

Сила фильтрационного давления находится по формуле:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} \quad (4.247)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Площадь эпюры фильтрационного давления на плотину:

$$S_{\text{эп}} = 605,73 \text{ м}^2$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = 9,81 \cdot 605,73 = 5942,2 \text{ кН} \quad (4.248)$$

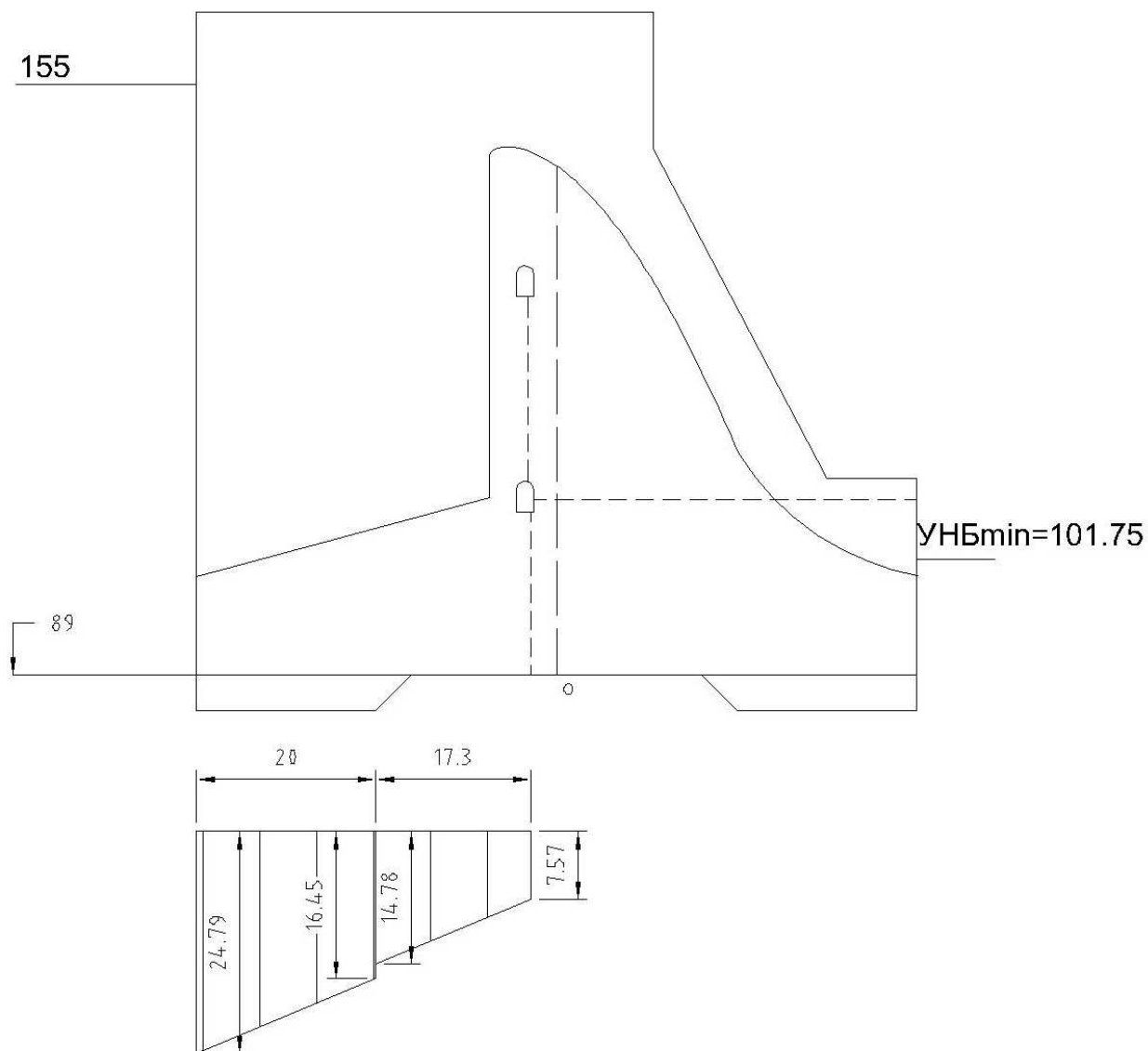


Рисунок 4.24 - Эпюра Фильтрационного давления на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

Особое сочетание нагрузок и воздействий

Площадь эпюры фильтрационного давления:

$$S_{\text{эп}} = 537,24 \text{ м}^2$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = 9,81 \cdot 537,24 = 5270,3 \text{ кН} \quad (4.249)$$



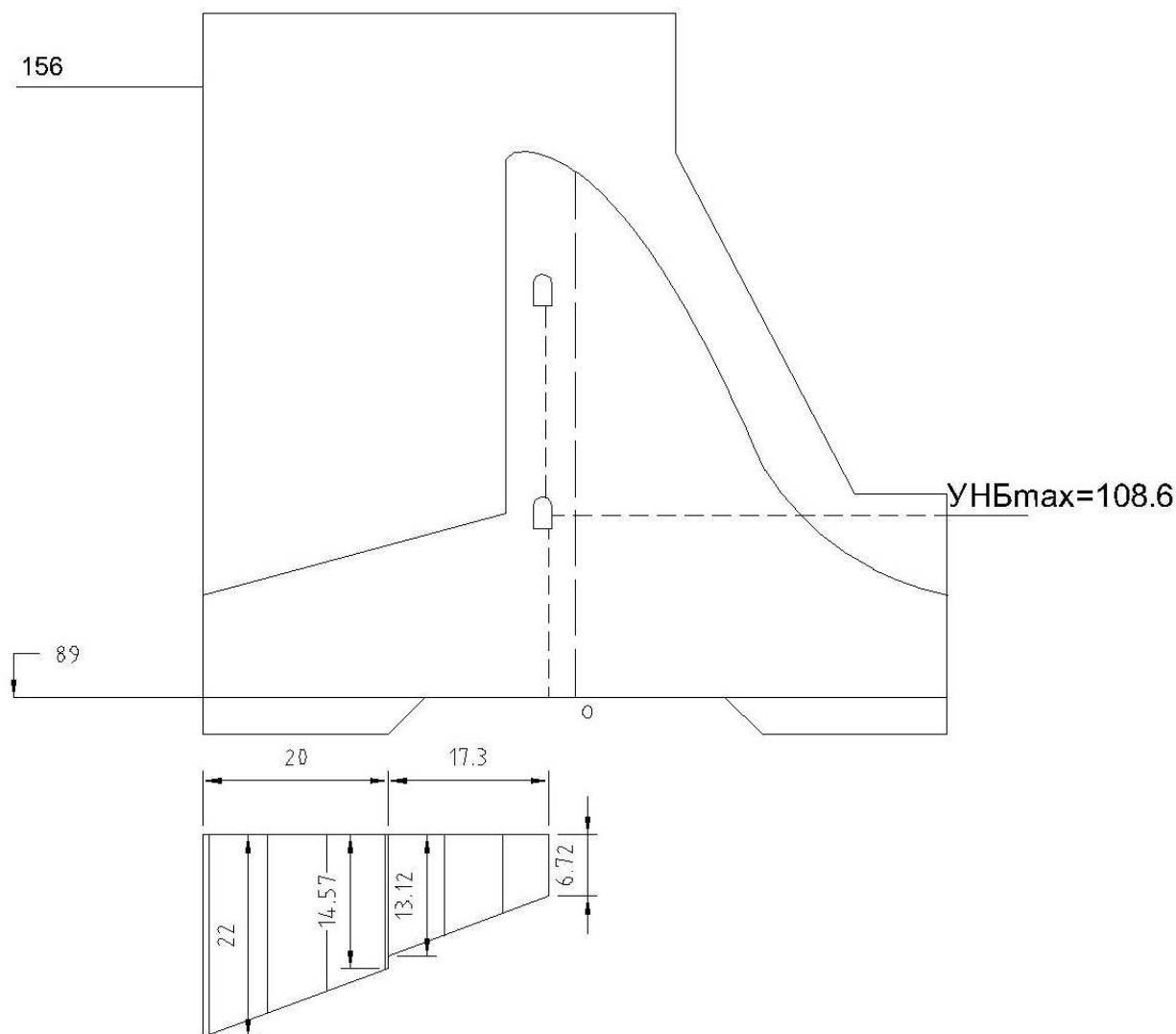


Рисунок 4.25 - Эпюра Фильтрационного давления на плотину для особого сочетания нагрузок и воздействий

#### 4.8.5 Нагрузки, действующие на понур

Основное сочетание нагрузок и воздействий, схема представлено на рисунке 4.26.

Площадь гидростатического давления воды на понур сверху:

$$S_{\text{эп}} = 2928,75 \text{ м}^2$$

Сила гидростатического давления на понур сверху:

$$W_{\text{п}} = 9,81 \cdot 2928,75 = 28731 \text{ кН}$$

Площадь эпюры фильтрационного давления воды под понуром:

$$S_{\text{эп}} = 2233,31 \text{ м}^2$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\text{ф}} = 9,81 \cdot 2233,31 = 21908,77 \text{ кН}$$

Площадь веса плиты анкерного понура:

$$S_{\text{эп}} = 53,25 \cdot (0,5 + 2) / 2 = 66,56 \text{ м}^2$$

Вес понура:

$$G_{\text{п}} = (\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = (2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 66,56 = 914,1 \text{ кН} \quad (4.250)$$

Пригруз грунта:

$$S_{\text{эп}} = 53,25 \cdot 2 = 106,5 \text{ м}^2$$

$$G_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot S_{\text{эп}} = 13 \cdot 106,5 = 1384 \text{ кН} \quad (4.251)$$

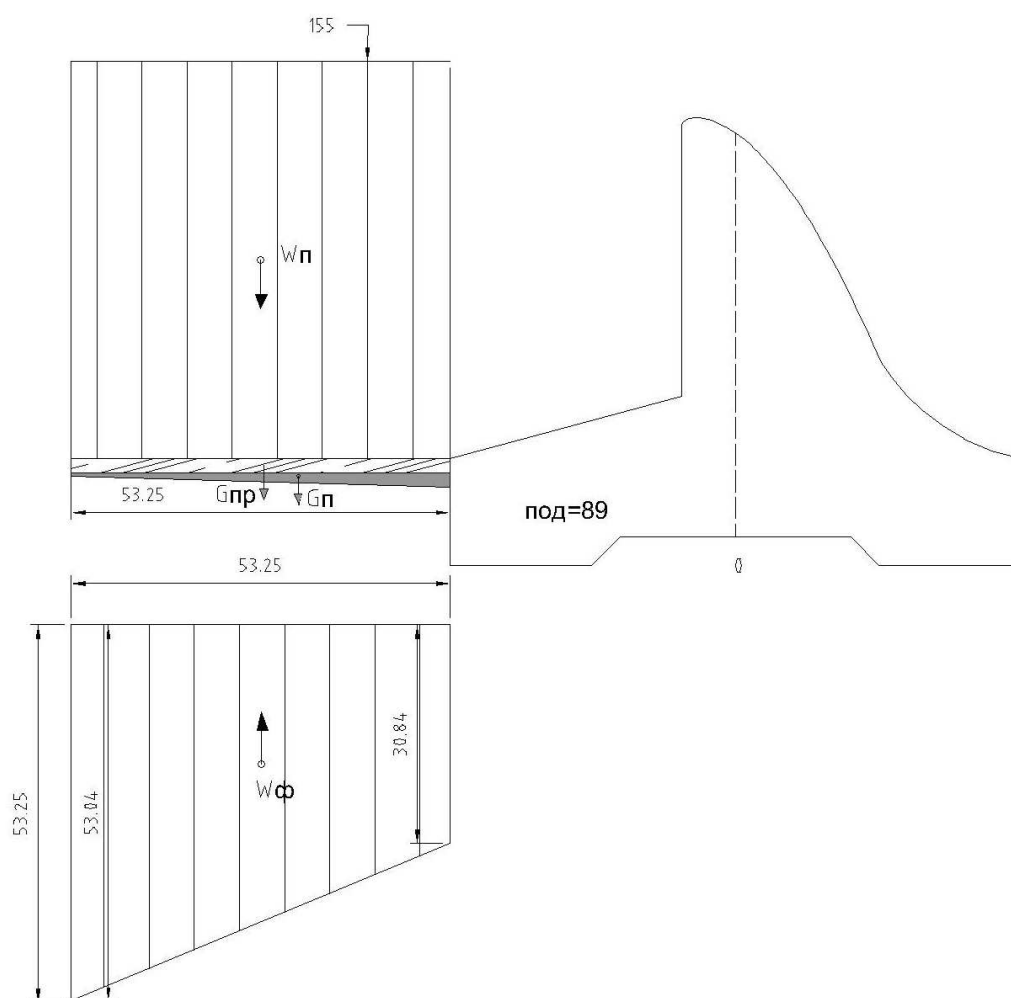


Рисунок 4.26 - Схема к расчету анкерного понура для основного сочетания нагрузок и воздействий

Особое сочетание нагрузок и воздействий схема представлена на рисунке 4.27.

Площадь гидростатического давления воды на понур сверху:

$$S_{\text{эп}} = 2982 \text{ м}^2$$

Сила гидростатического давления:

$$W_{\text{п}} = 9,81 \cdot 2982 = 29253,42 \text{ кН}$$

Площадь эпюры фильтрационного давления воды под понуром:

$$S_{\text{эп}} = 1979,04 \text{ м}^2$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\text{ф}} = 9,81 \cdot 1979,04 = 19414,38 \text{ кН}$$

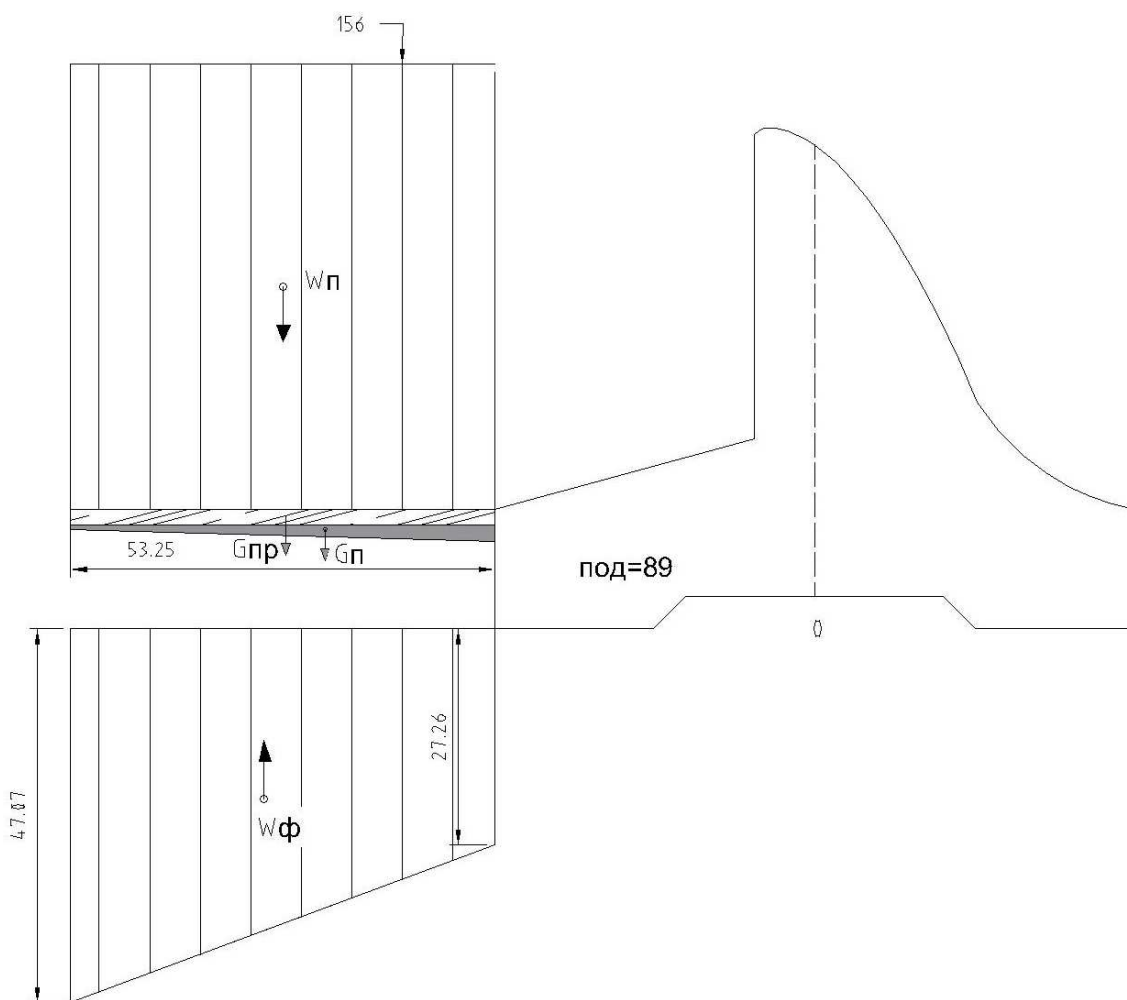


Рисунок 4.27 - Схема к расчету анкерного понура для особого сочетания нагрузок и воздействий

#### 4.8.6 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$\rho_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) \quad (4.252)$$

где  $\gamma_{гр} = 19 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$  – удельный вес наносов из глины в сухом состоянии;

$n$  – пористость грунта, для глины  $n=0,4$

Удельный вес наносов во взвешенном состоянии:

$$\gamma_{н}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n) \cdot \gamma_{в} = 19 - (1 - 0,4) \cdot 10 = 13 \text{ кН/м}^3 \quad (4.253)$$

Толщина слоя наносов:

$$h_{н} = \nabla_{\text{наносов}} - \nabla_{\text{дна}} = 103 - 100 = 3 \text{ м} \quad (4.254)$$

$\varphi_{н} = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов;

Тогда давление грунта наносов:

$$\rho_{н} = 13 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 8,75 \quad (4.255)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 погонный метр определяется как, Рисунок 4.28:

$$E_{н} = \frac{\rho_{н} \cdot h_{н}}{2} = \frac{8,75 \cdot 3}{2} = 13,1 \text{ кН} \quad (4.256)$$

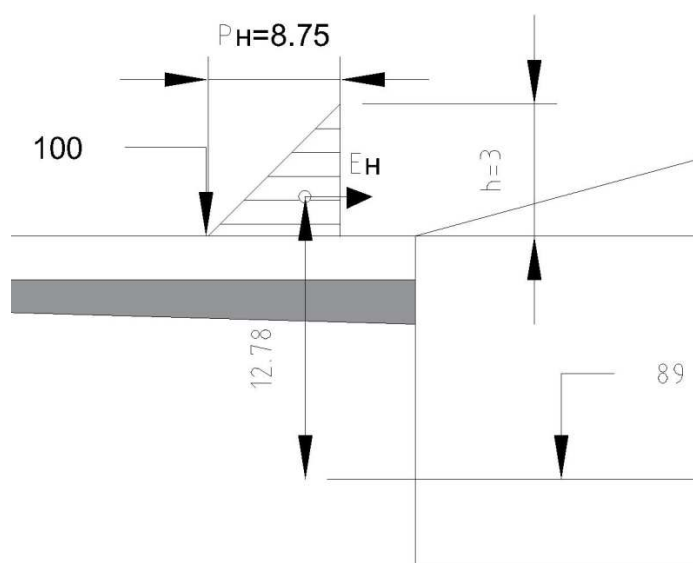


Рисунок 4.28 - Эпюра давления наносов

#### 4.8.7 Активное давление грунта

Определяется верхняя ордината эпюры активного давления с учётом сил внутреннего трения по формуле:

$$P' = \gamma_{н} \cdot h_{н} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.257)$$

$$P' = 13 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot tg \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = -36,89$$

где  $\gamma_n = 13 \text{ кН/м}^3$  ;

$$\gamma_{гр} = \frac{19 \text{кН}}{\text{м}^3} \text{-удельный вес для глины [8];}$$

$\varphi_{гр} = 20$ -угол внутреннего трения для глины [8];

$h_n = 3\text{м}$ -толщина слоя наносов;

Так как грунт обладает сцеплением  $c$ , то оно уменьшает боковое давление грунта на сооружение.

где  $c = 40 \text{кПа}$  – сцепление глины [8];

Определяем нижнюю ординату эпюры активного давления относительно плиты анкерного понура:

$$P'' = (h_n \cdot \gamma_n + h_{гр} \cdot \gamma_{гр}^{БЗБ}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.258)$$

Тогда:

$$P'' = (13 \cdot 3 + 2 \cdot 13)tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot tg \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = -24,15 \text{ м}$$

где  $h_{гр} = 11 \text{ м}$ -толщина грунта на нижней границе слоя;

Определение нижней ординаты эпюры активного давления с учетом плиты анкерного понура:

Плита анкерного понура заменяется на грунт такой же массы

$$h_{пл} \cdot \gamma_6^{БЗБ} = \gamma_{гр}^{БЗБ} \cdot x \quad (4.259)$$

$$x = \frac{h_{пл} \cdot \gamma_6^{БЗБ}}{\gamma_{гр}^{БЗБ}} = \frac{\left( \frac{0,5+2}{2} \right) \cdot (24-10)}{13} = 1,35 \quad (4.260)$$

$$P''' = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр}^{БЗБ} \cdot h_{гр} + \gamma_{гр}^{БЗБ} \cdot x)tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (4.261)$$

где  $h_{пл}$  – толщина анкерного понура,  $h_{пл} = 0,5\text{м}$ ;

$\gamma_6^{БЗБ} = (24 - 10)$ -удельный вес бетона;

Тогда:

$$P''' = (13 \cdot 3 + 2 \cdot 13 + 1,35 \cdot 13)tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot tg \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = -15,55$$

$$P'''' = \left( \gamma_n \cdot h_n + \gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{гр}} + h_{\text{пл}} \cdot \gamma_6^{\text{ВЗВ}} + h \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} \right) tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (4.262)$$

где  $h = 11$  м – высота зуба плотины;  
Тогда:

$$P'''' = (13 \cdot 3 + 2 \cdot 13 + 1,35 \cdot 13 + 8 \cdot 13) tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot tg \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 31,5$$

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п. м длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта.

Площадь эпюры активного давления грунта вычислена при помощи программы AutoCAD, Рисунок 4.29.

$$E_{\text{акт}} = S_{\text{эп}} = 82,32$$

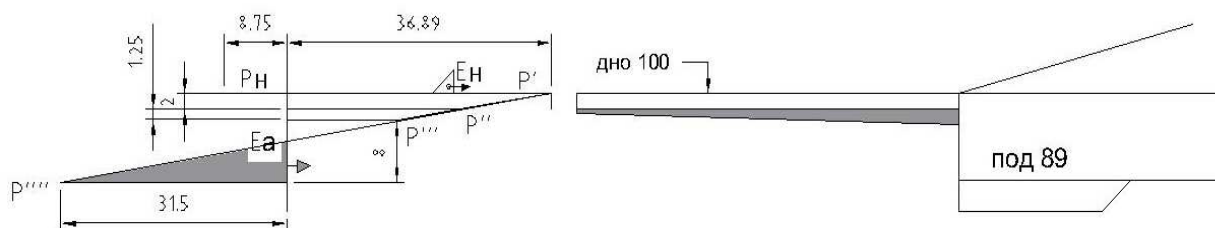


Рисунок 4.29 - Эпюра активного давления грунта

#### 4.8.8 Определение пассивного давления грунта

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

Под водобойной плитой:

$$P_{\text{пн}}' = \gamma_{\text{бет}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{пл}} \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = (24 - 10) \cdot 8,17 tg^2 \left( 45 + \frac{20}{2} \right) = 233,9 \quad (4.263)$$

$$\gamma_{\text{бет}}^{\text{ВЗВ}} = (\rho_6 - \rho_в)$$

где,  $t_{\text{пл}} = 8,17$  м-толщина водобойной плиты;

Давление на уровне подошвы плотины:

$$P_{\text{пн}}'' = (\gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{пл}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) =$$

$$= [(24 - 10) \cdot 8,17 + 13 \cdot 2,83] tg^2 \left( 45 + \frac{20}{2} \right) = 309,1 \quad (4.264)$$

где,  $h_{\text{гр}} = 2,83$  м – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины;

Равнодействующая пассивного давления, Рисунок 4.30, находится как:

$$E_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{пн}}' + P_{\text{пн}}'')h_{\text{гр}}}{2} = \frac{233,9 + 309,1}{2} \cdot 2,83 = 768,34 \text{ кН} \quad (4.265)$$

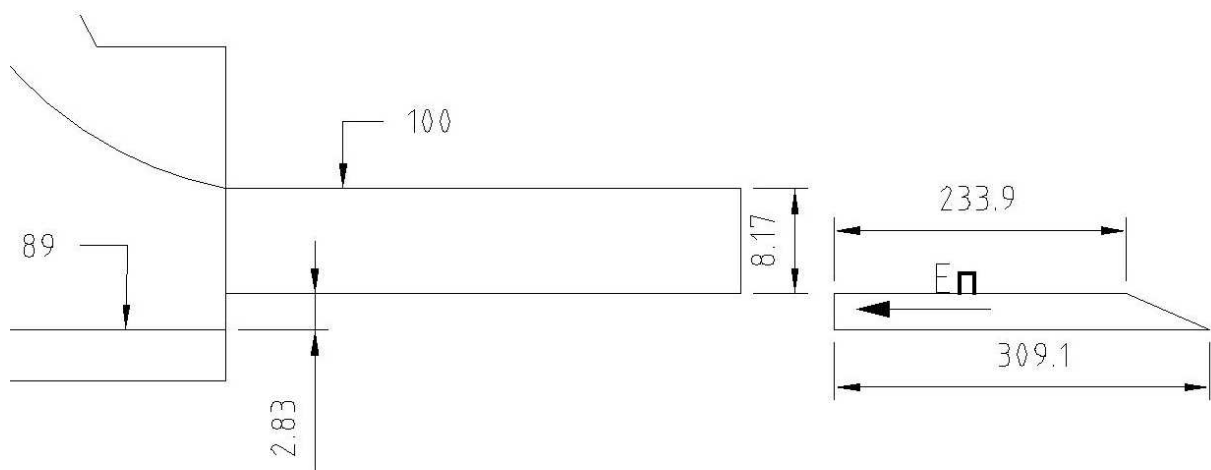


Рисунок 4.30 - Эпюра пассивного давления грунта

#### 4.8.9 Определение нагрузки от волнового давления

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.П. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (4.266)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,9^2}{29,42} = 0,9 \text{ м} \quad (4.267)$$

где  $h_{1\%}$  - высота волны 1% обеспеченности (раздел 4.1.3);

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны (раздел 4.1.3);

Тогда равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,9 \left( \frac{29,42}{3,14} + \frac{0,9}{2} \right) = 139,7 \text{ кН}$$

Плечо силы волны относительно уровня покоя (ВНПУ):

$$y = \frac{\lambda_d}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{29.42}{2 \cdot 3.14} - \frac{3}{8} \cdot 2.9 = 3.59 \text{ м} \quad (4.268)$$

Эпюра волнового давления для воздействий основного сочетания нагрузок представлена на рисунке 4.31.

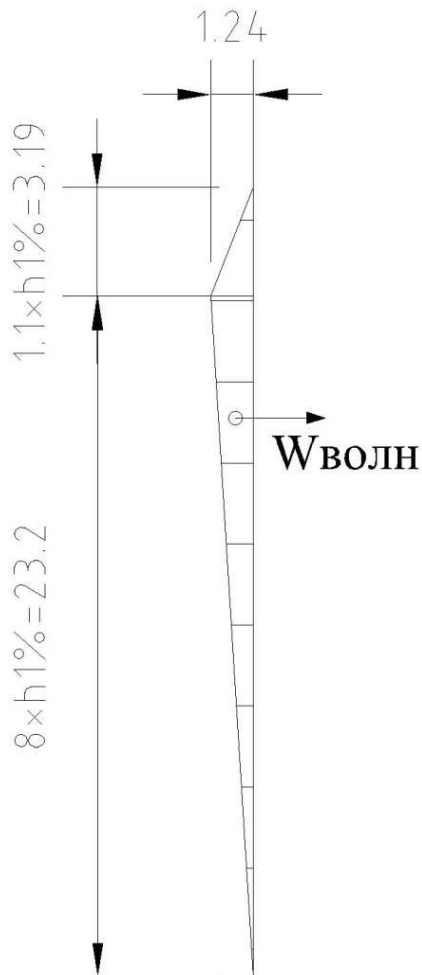


Рисунок 4.31 - Эпюра волнового давления для воздействий основного сочетания нагрузок

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$h_0 = \frac{3.14 \cdot 2.77^2}{37.35} = 0,64 \text{ м.}$$

Тогда равнодействующая волнового давления,

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,77 \cdot \left( \frac{37.35}{3,14} + \frac{0,64}{2} \right) = 165,96 \text{ кН}$$



Плечо силы волны относительно уровня покоя ( $\nabla$ ФПУ):

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{37,35}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,77 = 4,91 \text{ м.} \quad (4.269)$$

Эпюра волнового давления при особом сочетании нагрузок и воздействий представлена на рисунке 4.32.

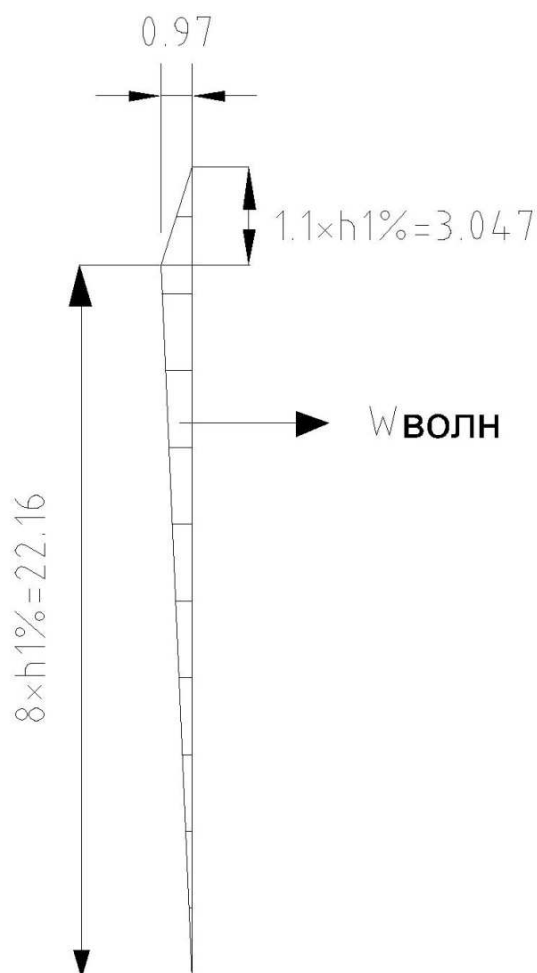


Рисунок 4.32 - Эпюра волнового давления при особом сочетании нагрузок и воздействий

#### 4.9 Расчёт прочности плотины

Все нагрузки, рассчитанные ранее, приводятся в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 - Нагрузки, действующие на плотину

	Нагруз-ка	$\gamma_f$	Направл ение силы	Основное сочетание нагрузок и воздействий			Особое сочетание нагрузок и воздействий		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
1	Тв	1	↓	21366,18	22	470056	22018,54	22,33	491674
2	Тн	1	↓	797,37	4,25	-3389	1884,3	6,53	-12304

### Окончание таблицы 4.10

	Нагрузк а	$\gamma_f$	Направл ение силы	Основное сочетание нагрузок и воздействий			Особое сочетание нагрузок и воздействий		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
3	Wв	1	→	16337,28	24,21	-395525	16675,4	24,18	-403211
4	Wн	1	←	56,31	38,3	-2156,67	838,95	34,3	-28776
5	Gб	1.05	↓	23708,05	6,52	-154576	23708,05	6,52	-154576
6	Gпл	1.05	↓	45184,9	1,68	-75910,6	45184,9	1,68	-75910,6
7	Wвзв	1	↑	11782,79	0	0	17179,27	0	0
8	Wф	1	↑	5942,2	24,9	147960,8	5270,3	24,9	131230,5
9	Ен	1.2	→	13,1	12	157,2	13,1	12	157,2
10	Еа	1.2	→	82,32	2,1	172,9	82,32	2,1	172,9
11	Еп	0.8	←	768,34	1,41	-1083,36	768,34	1,41	-1083,36
12	Wволн	1	→	139,7	3,59	501,5	165,96	4,91	814,9
14	Qз	0.9	↓	42,79	5,5	-235,3	42,79	5,5	-235,3
15	Qпонур	0.9	↓	9120,33	0	0	12137,17	0	0
$\Sigma N$			↓↑	71286,94			68334,7		
$\Sigma M$			←→	-14146,63			-54110,66		

Расчет прочности производится по методу предельных состояний первой группы. Расчет прочности состоит в определении нормальных, касательных и главных напряжений со стороны напорной и низовой граней по контактному сечению.

В расчетах плотины на прочность сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающие со знаком «+».

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верхней грани:

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон  $\sigma_y$  рассчитываем методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}; \quad (4.270)$$

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

$N = 71286,94$ кН для основного сочетания нагрузок (таблица 4.10);

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

$M = -14146,63$ кН·м для основного сочетания нагрузок (таблица 4.10);

$B = 80,4$  м – ширина подошвы плотины.

Тогда:

$$\sigma_y^u = -\frac{71286,94}{80,4} - \frac{6 \cdot 14146,63}{80,4^2} = -899,78 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (4.271)$$

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

$H_d^u$  – Напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 155 - 89 = 66 \text{ м} \quad (4.272)$$

$$m_u = \tan \alpha_1$$

где,  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

Тогда формула примет вид:

$$\sigma_x^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 66 = -660 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (4.273)$$

Находим касательное напряжение на участке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.274)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -899,78 \cdot 1 + 0 = -899,78 \text{ кН/м}^2 \quad (4.275)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 66 = -660 \text{ кН/м}^2 \quad (4.276)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{71286,94}{80,4} + \frac{6 \cdot 14146,63}{80,4^2} = -873,52 \text{ кН/м}^2 \quad (4.277)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (4.278)$$

где  $m_t = 0$ ;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 101,75 - 89 = 12,75 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Тогда:

$$\sigma_x^t = -873,52 \cdot 0 - 10 \cdot 12,75 \cdot (1 - 0^2) = -127,5 \text{ кН/м}^2$$

Находим касательное напряжение на участке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 12,75 - 873,52) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (4.279)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (4.280)$$

$$\sigma_3^t = -873,52 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 12,75 \cdot 0^2 = -873,52 \text{ кН/м}^2$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 12,75 = -127,5 \text{ кН/м}^2 \quad (4.281)$$

Расчёт краевых напряжений сводим в таблицу 4.11:

Таблица 4.11 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основное сочетание нагрузок и воздействий	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-899,78	-873,52
$\sigma_x$	-660	-127,5
$\tau_{xy}$	0	0
$\sigma_1$	-899,78	-127,5
$\sigma_3$	-660	-873,52

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}; \quad (4.282)$$

$N=68334,7$  кН для особого сочетания нагрузок (таблица 4.10);

$M= -54110,66$ кН·м для особого сочетания нагрузок (таблица 4.10);

Тогда:

$$\sigma_y^u = -\frac{68334,7}{80,4} - \frac{6 \cdot 54110,66}{80,4^2} = -900,15 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (4.283)$$

Напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla\Phi_{ПУ} - \nabla_{\text{под}} = 156 - 89 = 67 \text{ м} \quad (4.284)$$

$$m_u = \tan \alpha_1$$

где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

Тогда формула примет вид:

$$\sigma_x^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 67 = -670 \text{ кН/м}^2 \quad (4.285)$$

Находим касательное напряжение на участке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.286)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -900,15 \cdot 1 + 0 = -900,15 \text{ кН/м}^2$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 67 = -670 \text{ кН/м}^2 \quad (4.287)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{68334,7}{80,4} + \frac{6 \cdot 54110,66}{80,4^2} = -799,71 \text{ кН/м}^2 \quad (4.288)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (4.289)$$

где  $m_t = 0$ ;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 108,6 - 89 = 19,6 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Тогда:

$$\sigma_x^t = -799,71 \cdot 0 - 10 \cdot 19,6 \cdot (1 - 0^2) = -196 \text{ кН/м}^2$$

Находим касательное напряжение на участке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (4.290)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 19,6 - 887,86) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (4.291)$$

$$\sigma_3^t = -799,71 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 19,6 \cdot 0^2 = -799,71 \text{ кН/м}^2$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 19,6 = -196 \text{ кН/м}^2 \quad (4.292)$$

Расчёт краевых напряжений сводим в таблицу 4.12:

Таблица 4.12 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Особое сочетание нагрузок и воздействий	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-900,15	-799,71
$\sigma_x$	-670	-196
$\tau_{xy}$	0	0
$\sigma_1$	-900,15	-196
$\sigma_3$	-670	-799,71

#### 4.9.1 Критерии прочности плотины

После определения напряжений необходимо проверить сооружение на прочность. В качестве основного материала принимается бетон класса В20 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 11500 \text{ кН/м}^2$  (таблице 3 [6]).

После вычисления напряжений для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий необходимо проверить выполнение следующих условий:

- Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.293)$$

где,  $\gamma_n = 1.25$  – коэффициент надёжности по назначению в зависимости от класса сооружения; (пункт 5.3[6]);

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  $\gamma_{lc} = 1,0$ [6];

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$  [6];

Проверяется условие:

$$1.25 \cdot 1.0 \cdot |-873,52| \leq 0.9 \cdot 11500$$

$$1091,9 \text{ кН/м}^2 \leq 10350 \text{ кН/м}^2.$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$\gamma_{lc} = 0,9; [6]$$

$$\gamma_{cd} = 1; [6]$$

Проверяется условие:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-799,71| \leq 1 \cdot 11500$$

$$899,67 \text{ кН/м}^2 \leq 11500 \text{ кН/м}^2.$$

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

Основное сочетание нагрузок и воздействий:  $-899,78 \text{ кН/м}^2 < 0$ .

Особое сочетание нагрузок и воздействий:  $-900,15 \text{ кН/м}^2 < 0$ .

В зоне верховой грани плотины:

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

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$899,78 \text{ кН/м}^2 > 0,25 \cdot 10 \cdot 66 \text{ кН/м}^2.$$

$$899,78 \text{ кН/м}^2 > 165 \text{ кН/м}^2.$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$900,15 \text{ кН/м}^2 > 0,25 \cdot 10 \cdot 67 \text{ кН/м}^2.$$

$$900,15 \text{ кН/м}^2 > 167,5 \text{ кН/м}^2.$$

Критерий прочности плотины соблюдается.

#### 4.9.2 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают по первому предельному состоянию - по потере несущей способности.

Условие плоского сдвига:

$$\frac{\sum R * \gamma_{lc}}{\sum F * \gamma_{cd}} > \gamma_n$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий

Сила сопротивления сдвигу:

$$R = (G_{пл} + G_{б} + Q_з - W_{\phi} - W_{взв} + W_B + W_H + R) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{п} * \gamma'_c + c \cdot \omega \quad (4.294)$$

где,  $\varphi$  – угол внутреннего трения для грунта основания, для глины во взвешенном состоянии  $\varphi = 20^\circ$  (приложение 7[3]);

$c$  – сцепление для глины,  $c = 40 \text{ кН/м}^2$ ;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр,  $\omega = B \cdot 1 = 80,4 \text{ м}^2$ .

Тогда согласно формуле находим силу сопротивления сдвигу:

$$\begin{aligned} R &= (45184,9 + 23708,05 + 42,79 + 9120,33 - 5942,2 - 11782,79 \\ &\quad + 16337,28 + 56,31) \cdot 0,36 + 768,34 * 0,7 + 40 \cdot 80,4 \\ &= 31374,74 \text{ кН/м} \end{aligned}$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a - E_{п} = 21336,18 - 797,37 + 139,7 + 13,1 + 82,32 - 768,34 = 20005,59 \text{ кН/м} \quad (4.296)$$

По формуле условие на сдвиг:

$$\frac{31374,74 \cdot 0,9}{20005,59 \cdot 1,0} = 1,41 > 1,25$$

Условие против сдвига соблюдается.

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

Сила сопротивления сдвигу:

$$R = (45184,9 + 23708,05 + 42,79 - 5270,3 - 17179,27 + 16675,4 + 838,95 + 12137,17) * 0,36 + 768,34 * 0,7 + 40 * 80,4 = 27409,57 \text{ кН/м}$$

Сдвигающая сила:

$$F = 22018,54 - 1884,3 + 165,96 + 13,1 + 82,32 - 768,34 = 19627,28 \text{ кН/м}$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{27409,57 \cdot 1}{19627,28 \cdot 0,9} = 1,55 > \gamma_n = 1,25$$

Условие против сдвига соблюдается.



## **5 Организация строительства**

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

Так как высота плотины более 40 м и плотина по гребню шириной 849 м, то принимаем русловую компоновку с приплотинным зданием ГЭС.

При такой компоновке плотина располагается в естественном русле реки, а здание ГЭС за ней.

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

Строительство основного периода гидроузла разбиваем на 5 этапов:

1 этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

2 этап – перекрытие русла реки;

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

4 этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

5 этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов

#### **5.1.1 Первый этап**

Строительные работы необходимо начинать со строительства сооружений, необходимых для перекрытия русла реки – водосливной и глухой частей плотины, примыкающих к левому берегу.

Пропуск строительных расходов на этом этапе будет производиться по стесненному руслу реки со стороны правого берега.

Для того, чтобы обеспечить строительство сооружений, необходимых для перекрытия русла реки, требуется возвести перемычки, образующие котлован первой очереди (перемычки первой очереди).

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 50 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

– возведение верховой, продольной и низовой перемычек (котлован первой очереди);

– откачка воды из котлована первой очереди;

– бетонирование тела водосливной плотины до отм. 115 м с устройством донных отверстий в водосливной плотине

– бетонирование глухих секций;

– бурение дренажных скважин в основании плотины;

– отсыпка левобережной части грунтовой плотины до отм. 113 м.

### 5.1.2 Расчет перемычек первой очереди с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло

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

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

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, рассчитанные ранее приведены в таблице 2.18.

По данным таблицы 2.18. расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет  $Q_{стр} = 2233 \text{ м}^3/\text{с}$ , при этом уровень воды в реке равен  $УВ(Q_{10\%}) = 106,2 \text{ м}$ .

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

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

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

для верховой перемычки:

$$H_{вп} = h_{нб} + Z + d = 6,2 + 0,15 + 0,5 = 6,85 \text{ м} \quad (5.1)$$

для низовой перемычки:

$$H_{пп} = h_{нб} + d = 6,2 + 0,5 = 6,7 \text{ м}, \quad (5.2)$$

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

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

$d$  – конструктивный запас, принимаемый равным 0,5 м.

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{1,65^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{0,88^2}{2 \cdot 9,81} = 0,15 \text{ м}, \quad (5.3)$$

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

$V_0$  – бытовая скорость воды в реке;

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

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0} = \frac{2233}{2533} = 0,88 \text{ м/с} \quad (5.4)$$

где,  $w_0$  - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{стр}$  .

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c} = \frac{2233}{1250} = 1,78 \text{ м/с} \quad (5.5)$$

где  $w_c$ - площадь поперечного сечения суженной части русла при  $Q_{стр}$ (принимаяем 50% от  $w_0$ );

Скорость в сжатом сечении  $V_c$  не должна превышать допустимой скорости течения в реке по условиям судоходства (3м/с) и не может быть больше размывающей скорости для грунтов ложа реки, приведенных в справочнике гидравлики. При большой величине ее производят проверку стесненного русла реки на размыв. Для глины допустимая неразмывающая скорость равна 3,5 м/с.

$$V_c \leq V_{доп} = 1,78 \leq 3,5$$

Отметка гребня верховой перемычки:

$$\nabla_{ВП} = \nabla_{дна} + H_{ВП} = 100 + 6,85 = 106,85 \text{ м.} \quad (5.6)$$

Отметка гребня низовой перемычки:

$$\nabla_{НП} = \nabla_{дна} + H_{НП} = 100 + 6,7 = 106,7 \text{ м.} \quad (5.7)$$

### 5.1.3 Определяем тип и конструкцию перемычек.

Принимаем тип перемычек каменно-земляные с металлическим шпунтом заглубленные в водоупор не менее чем на 0,5 м.

Определяем поперечное сечение перемычек.

Типовой профиль земляных перемычек – трапецеидальный.

Минимальная ширина по гребню – 4,5 м, но лучше 6-8 для удобства производства работ.

Откосы назначаются в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения. Обычно принимают:

- верховой откос 1:2;
- низовой откос 1:1.

Размеры поперечного сечения верховой и низовой перемычки первой очереди представлены на Рисунке 5.1 и 5.2.

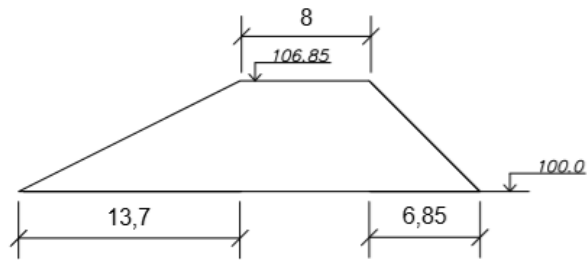


Рисунок 5.1 -Размеры поперечного сечения верховой перемычки первой очереди

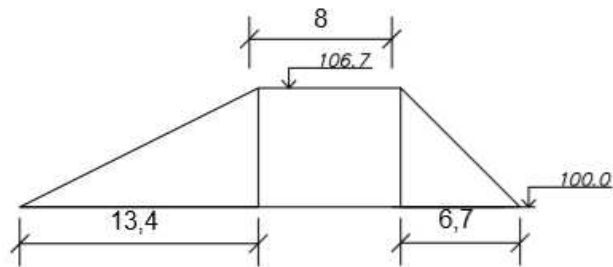


Рисунок 5.2 -Размеры поперечного сечения низовой перемычки первой очереди

Определяем площади поперечного сечения перемычек –  $\omega_{пп}$ ,  $\omega_{вп}$

Определяем суммарный объем верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V_{пер} = \frac{\omega_{пп} \cdot L_{пп} + \omega_{вп} \cdot L_{вп}}{2} = \frac{123 \cdot 350,7 + 125,18 \cdot 177,43}{2} = 32673 \text{ м}^3 \quad (5.8)$$

Определяем объем низовой перемычки равен:

$$V_{нп} = \frac{\omega \cdot L_{нп}}{2} = \frac{120,93 \cdot 180,32}{2} = 10903 \text{ м}^3 \quad (5.9)$$

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{пер} = \frac{V_{пер} \cdot J_{пер}}{1000} = \frac{43576 \cdot 16,83}{1000} = 729 \frac{\text{маш}}{\text{ч}} \quad (5.10)$$

Или 91 сут при работе в одну смену

где  $\Sigma V_{пер}$  – суммарный объем всех перемычек,  $J_{пер}$  – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем по ГЭСН 36-01-004-3 на  $1000 \text{ м}^3$  грунта приходится 16,83 маш.ч./ $1000 \text{ м}^3$ .

Экспликация сооружений в котловане первой очереди представлен на рисунке 5.3.

Общий вид котлована первой очереди представлен на рисунке 5.4.

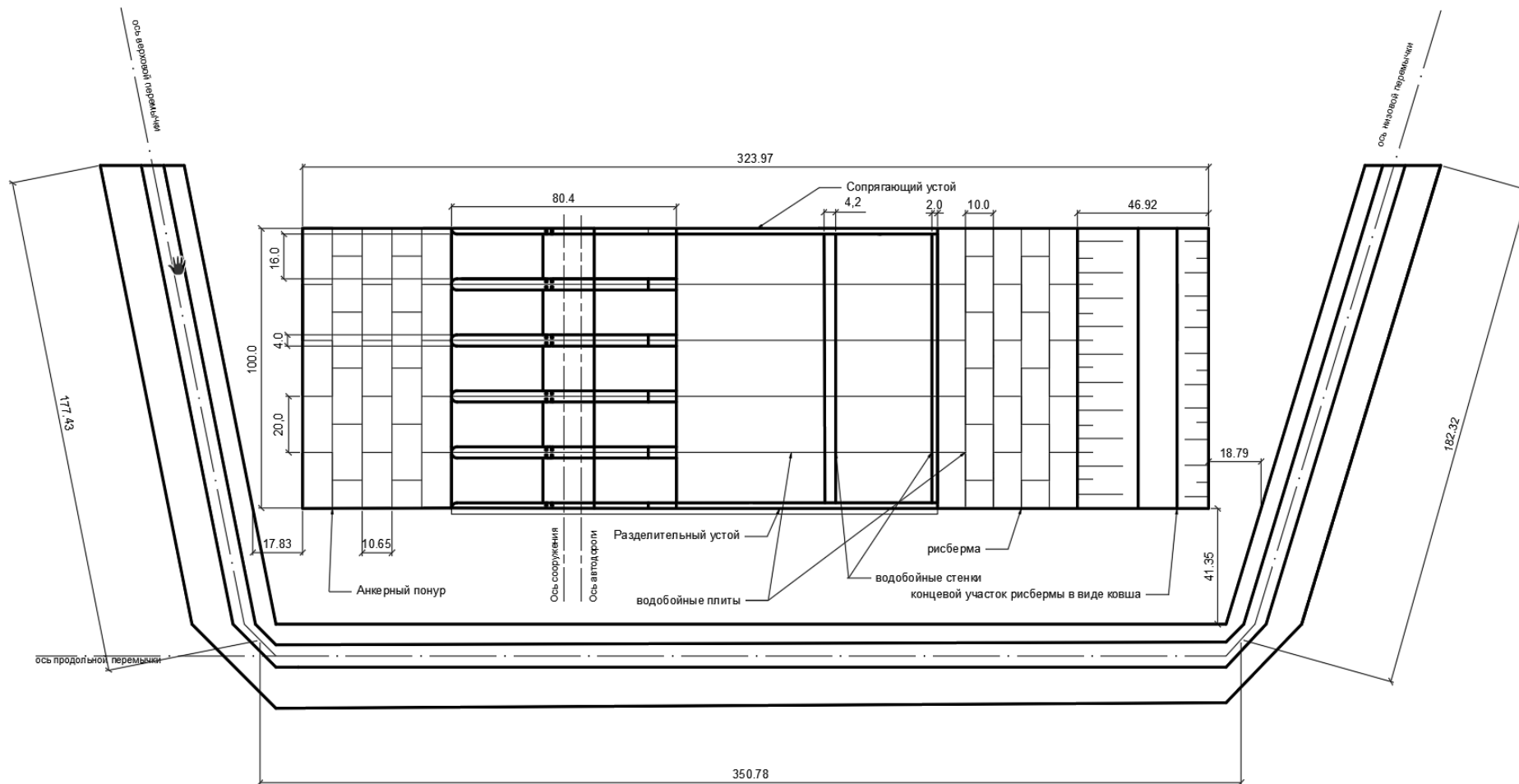


Рисунок 5.3 – Эскиз сооружений в котловане первой очереди

### 5.1.4 Осушение котлована 1-й очереди

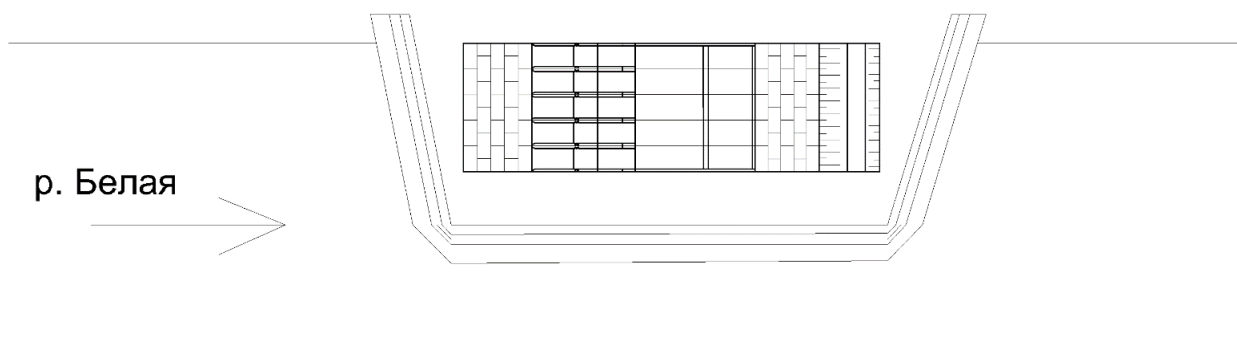


Рисунок 5.4 - Общий вид котлована первой очереди

Определяем площадь котлована проиллюстрированного на рисунке 5.3, по программе AutoCad, 62421 м<sup>2</sup>.

Определяем глубину воды в котловане  $h = 6,2$  м. при среднем расходе воды в реке  $Q = 2233$  м<sup>3</sup>/с.

Находим объём воды, которую требуется откачать из котлована,  $V=62421 \cdot 6,2=387010$  м<sup>3</sup>.

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы, например, К-200-80-60, имеющие производительность  $W= 200$  м<sup>3</sup>/час при высоте подъема воды до 60 м в количестве 4 шт + один запасной.

Рассчитываем время откачки с использованием 4 насосов.

$$t \approx \frac{V}{W \cdot n} \approx \frac{62421 \cdot 6,2}{200 \cdot 2} \approx 968 \text{ час} \approx 40,3 \text{ суток} \quad (5.11)$$

Округляем полученное значение кратно смене (полусуткам).

Находим интенсивность понижения уровня воды  $\frac{h}{t} = \frac{6,2}{40} = 0,15$  (м/сутки)

Интенсивность откачки должна быть ниже допустимой величины, зависящей от материала перемычки. Если условие не выполняется необходимо принять насосы с меньшей производительностью или уменьшить их количество.

Рационально эти же насосы применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

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

-для мелкозернистых грунтов -0,15-0,2 м/сут- суглинок –глина

### 5.1.5 Разработка котлована I очереди

Определим объем разрабатываемого грунта.

Для подошвы: площадь подошвы в профиле 1071 м<sup>2</sup>, длина водосливной части 100 м.

Объем вынимаемого грунта  $100 \cdot 1071 = 107100$  м<sup>3</sup>.

Для понура: площадь понура в профиле  $159 \text{ м}^2$  длина  $100 \text{ м}$   
объем вынимаемого грунта  $100 \cdot 159 = 15900 \text{ м}^3$

Для водобойных плит:

площадь водобойных плит в профиле  $680 \text{ м}^2$  длина  $100 \text{ м}$   
объем вынимаемого грунта  $100 \cdot 680 = 68000 \text{ м}^3$

Для рисбермы:

площадь рисбермы в профиле  $204 \text{ м}^2$  длина  $100 \text{ м}$   
объем вынимаемого грунта  $100 \cdot 204 = 20400 \text{ м}^3$

Общий объем вынимаемого грунта:

$$V = 107100 + 15900 + 68000 + 20400 = 211400 \text{ м}^3$$

Глинистый грунт будет использован для создания противодиффузионного элемента «стена в грунте» из глиноцементобетона.

Принимаем основные машины для разработки грунта основания (экскаватор ЭО-6123 с прямой лопатой, вместимость ковша  $q_{\text{ков}} = 2,5 \text{ м}^3$ ).

Вычислим производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 2,5 \cdot 138 \cdot \frac{0,9}{1,1} \cdot 0,75 = 242 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.12)$$

где,  $q_{\text{ц}} = q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}} / k_{\text{р}} = 1,07$

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

$k_{\text{р}} = 1,1$  - коэффициент разрыхления грунта для глины;

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

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

$n_{\text{ц}} = 3600/t_{\text{ц}} = 3600/26 = 138$  - число циклов в час.

$t_{\text{ц}}$  - продолжительность цикла экскаватора

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{коп}} + t_{\text{пов}} + t_{\text{выгр}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{ожид}} = 10 + 5 + 3 + 4 + 4 = 26 \text{ с} \quad (5.13)$$

Определим время разработки котлована I очереди

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{211400}{242} = 873 \text{ час} = 109 \text{ сут} = 3,64 \text{ мес}. \quad (5.14)$$

3,64 месяца 1 экскаватором в 1 смену.

Интенсивность земляных работ составит:

$$I_{\text{з.р}} = 3,64 / 211400 = 0,000017 \text{ мес}/\text{м}^3$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС – 6890VO со следующими характеристиками:

грузоподъемность 18,7 тонн;

емкость кузова 8 м<sup>3</sup>.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

– груженный  $V_{гр} = 20$  км/ч;

– порожний  $V_{пор} = 30$  км/ч.

Согласно стройгенплана определяем расстояние от места выемки грунта до места разгрузки 1,5 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости низового автосамосвала:

$$q_{ков} = \frac{Q_{сам}}{\rho \cdot n_{ков} \cdot k_H} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 4 \cdot 0,9} = 2,5 \text{ м}^3, \quad (5.15)$$

$$n_{ков} = \frac{Q_{сам}}{\rho \cdot q_{ков} \cdot k_H} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 2,5 \cdot 0,9} = 3,6 = 4 \text{ ковша}, \quad (5.16)$$

где  $k_H$  - коэффициент наполнения ковша,  $k_H = 0,9$ ;

$Q_{сам}$  - грузоподъемность самосвала,  $Q_{сам} = 18,7$  тонн;

$\rho$  - плотность грунта,  $\rho = 2,3$  кг/м<sup>3</sup>.

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{ца/с} = \frac{L_T}{v_{гр}} + \frac{L_T}{v_{пор}} + (t_p + t_з) = \frac{1,5}{20} + \frac{1,5}{30} + (30 \text{сек} + 10 \text{мин}) = 0,075 + 0,05 + 0,0083 + 0,17 = 0,3 \text{ час} \quad (5.17)$$

где  $t_p$  - время разгрузки;

$t_з$  - время задержки в пути.

Определяем необходимое для бесперебойной работы ведущей машины (экскаватора) количество транспортных машин:

$$N_{a/c} = \frac{t_{ца}}{t_{цэ} \cdot n_{ков}} = \frac{0,3 \cdot 3600}{26 \cdot 4} = 10 \quad (5.18)$$

Принимаем кол-во транспортных машин – 10.

## 5.2 Бетонные работы

Цикл состоит из:

Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы.



Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспортировка бетонной смеси, подготовка блока к бетонированию, укладка уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ.

### **5.2.1 Приготовление бетонной смеси**

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе СКИП-60 производительностью 60 м<sup>3</sup>/час который находится в 900м от строительной площадки.

Комплектация:

- Двухвальный бетоносмеситель БП-2Г-1500;
- Слип объемом 1,8 м<sup>3</sup>;
- Эстакада Э4-60С Конструкция усиленная, адаптированная для выгрузки бетона на высоте 4 м.

Дозирующий комплекс ДКМ-36:

- Бункера-инертных БИ-36 (2 x 18) - 4 секции. Общий объем 36 куб. метров;
- Вибратор "OLI" MVE300\3 (Италия) - 4 шт;
- Дозатор инертных ДИ-6 (конвейер) с футерованным приводным барабаном. Мощность привода 7,5 кВт;
- Тензодатчики SBA-2T "Cas" (Ю. Корея) - 4 шт.

Блок дозаторов БД-60:

- Дозатор цемента с дозацией 600 кг;
- Тензодатчики Cas BSA500 - 3 штуки;
- Вибратор OLI MVE 21 - 1 штука;
- дозатор воды на 300 литров;
- Тензодатчики Cas BSA500 - 3 штуки;
- Насос Calpeda NM 50-12 FB;
- Дозатор хим добавки 40 литров;
- Тензодатчики Cas BSA100 - 1 штука;
- Компрессор Abac 6000-270 CT7,5.
- Режим работы полностью автоматический "одна" кнопка.

### **5.2.2 Выбор транспортной схемы бетонных работ**

Для транспортировки бетонной смеси от бетонного завода до сооружения принимается автомобильный вид общестроительного транспорта – автобетоновозы типа СБ-124, емкость кузова под бетон 8,5тн/2,5=3,4 м<sup>3</sup>.

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования применяются специальные башенные бетоноукладочные краны КБГС 1000, устанавливаемые непосредственно на бетонные блоки - в этом случае на сооружениях можно разместить до 9 штук КБГС 1000.

Время на укладку и вибрирование определяем по ГЭСН 37-01-008-04 укладка бетонной смеси кранами грузоподъемностью 25-50 т – 5,16 маш.ч / 100 м<sup>3</sup> бетона, вибрирование-7,27 маш.ч / 100 м<sup>3</sup>.

Время укладки и вибрирования бетона  $t = \frac{V*(5,16+7,27)}{100} = \frac{1288380*12,43}{100} = 160146$  часов, 222 мес при работе 1 краном. (5.19)

Автобетоновозы доставляют бетонную смесь к месту работы кранов, разгружают ее в бадьи, емкостью 3,2 м<sup>3</sup> которые затем кранами подаются в блок.

Уплотнение бетонной смеси в блоке бетонирования производится методом виброуплотнения с применением глубинных вибраторов марки ИВ-59 (механизированный).

Количество автобетоновозов:

$$N_p = I/Q = 251/3,4 = 74$$

где I – 753 м<sup>3</sup>/см интенсивность укладки бетонной смеси в блок в смену с календарного графика;

Q- объем смеси, перевозимый одним автобетоновозом в м<sup>3</sup>.

$$74/6 = 12 \text{ бетоновозов на 1 кран в смену}$$

### 5.2.3 Опалубочные работы

Определяем площадь опалубливаемой поверхности S в м<sup>2</sup>

$$S = V * K_{оп} \quad (5.20)$$

Объем бетонируемой водосливной плотины: V=627120 м<sup>3</sup>.

Объем бетонирования гасителей: V= 80900 м<sup>3</sup>.

Объем бетонирования стационарной части плотины 580360 м<sup>3</sup>

Суммарный объем бетона:

$$V_6 = 627120 + 80900 + 580360 = 1288380 \text{ м}^3$$

Площадь опалубливаемой поверхности:

$$S = 1288380 * 0.3 = 515352 \text{ м}^2$$

Количество машино-часов для установки и разборки щитовой плоской опалубки при подаче бетоноукладочными кранами 25-50 т: деревометаллической площадью щита до 10 м<sup>2</sup> определяем по ГЭСН 37-01-021-04 – 15,83 маш/ч на 100 м<sup>2</sup> опалубливаемой поверхности.

Время установки и разборки щитовой опалубки:

$$t = \frac{S \cdot 15.83}{100} = 81580 \text{ ч} = 10197 \text{ дней} \quad (5.21)$$

при работе 1 краном в одну смену.

#### 5.2.4 Арматурные работы

Необходимое количество арматуры принимаем по проценту армирования  $\mu = 10 \text{ кг/м}^3$ , далее вычисляется количество арматуры на объем бетона:

$$N_{\text{арм}} = V \cdot \mu = 1288380 \cdot 10 = 12883800 \text{ кг} = 12883,8 \text{ т.}$$

Количество машино-часов для установки бетоноукладочными кранами: 10-25 т армокаркасов и армоферм массой свыше 5 т определяется по ГЭСН 37-01-027-03 – 36,31 маш/ч на 100 т арматуры.

Время на арматурные работы:

$$t = \frac{N_{\text{арм}} \cdot 36.31}{100} = \frac{12883,8 \cdot 36.31}{100} = 4678 \text{ ч} = 584 \text{ дня} \quad (5.22)$$

При работе 1 краном в одну смену

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

$$t = 160146 + 81580 + 4678 = 246404 \text{ маш.ч} = 342 \text{ мес}$$

1 краном в 3 смены и при 30 дневной работе в месяц .

Для данного сооружения для производства бетонных работ необходимо не менее 6 кранов при работе в 3 смены, тогда продолжительность бетонных работ составит 5 лет.

Интенсивность производства бетонных работ  $342/1288380=0,000265$  мес/ $\text{м}^3$

#### 5.2.5 Подготовка блока к бетонированию

Подготовка естественного грунтового основания к бетонированию должна осуществляться в осушенном котловане с соблюдением всех требований проекта производства работ:

- разработка защитного слоя;
- отвод ключей грунтовых напорных вод;
- сдача комиссии по приёмке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Для обеспечения прочного и плотного сцепления ранее уложенного бетона со свежееукладываемым горизонтальные поверхности блоков подготавливаются следующим образом:

- поверхностная цементная пленка удаляется водяной или водовоздушной струей под давлением 0,4-0,5 МПа - в возрасте бетона 6-12 ч.;
- металлическими механическими щетками (в труднодоступных местах - ручными щетками) - в возрасте бетона 8-20 ч;
- с применением гидropескоструйного аппарата, работающего на кварцевом песке с крупностью зерен 0,5-5 мм - в возрасте бетона более 3 сут.
- удаляются: опалубка штраб, пробки и другие деревянные закладные части;
- наплывы и раковины вырубаются до здорового бетона;
- удаляются пятна мазута, нефти, битума, масла;
- поверхность бетона очищается от мусора и пыли, промывается струей воды под напором и продувается сжатым воздухом.

После установки опалубки и арматуры и очистки их от грязи и отслаивающейся ржавчины бетонное основание блоков следует повторно промыть, продуть сжатым воздухом и полностью удалить воду.

### **5.2.6 Уход за бетоном**

При производстве бетонных работ обязателен комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий:

- создание и поддержание температурно-влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и образование опасных трещин;

- предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительного-монтажных работ.

Как правило, уход за свежеложенным бетоном гидротехнических конструкций следует начинать сразу же по достижении бетоном прочности 0,5 МПа и продолжать не менее 14 сут. или до перекрытия блока блоком.

Влажностный уход за кавитационностойким, износостойким бетоном и бетоном, к которому предъявляются требования высокой морозостойкости (W200 и выше) должен продолжаться не менее 28 сут.

### **5.2.7 Контроль качества бетонных работ**

Для осуществления контроля качества бетонных работ подрядчиком должна быть создана комиссия, в состав которой входят представители проектной, подрядной организации и заказчика.

В случае обнаружения дефектов бетона (раковин, каверн, трещин) причины их появления (неправильно подобранный состав бетонной смеси, нарушения правил ее приготовления, недостаточное уплотнение бетонной смеси, неправильный уход за бетоном и т.д.) должны выясняться и устраняться.

Поверхностные раковины в уложенных блоках должны обязательно расчищаться до здорового бетона. Расчищенные раковины на лицевых поверхностях блока должны быть заполнены бетонной смесью той же марки (класса), что и в конструкции, но с заполнителем крупностью до 20 мм или заделаны методом торкретирования или набрызг-бетона в соответствии с ППР.

Бетон, к которому проектом сооружения предъявляются требования по водонепроницаемости, при удельном водопоглощении более 0,01 л/мин должен быть подвергнут цементации до поднятия напора воды.

### **5.2.8 Зимнее бетонирование**

Расчетная температура района строительства Ишимбайской ГЭС на реке Белой составляет минус 34°C, поэтому значительные объемы бетона будут укладываться в зимний период.

При температуре ниже минус 10°C укладка бетонной смеси в блоки осуществляется, как правило, под защитой шатров или тепляков с поддержанием под ними температуры воздуха не ниже 5°C.

Отогревание основания и боковых поверхностей до положительных температур должно осуществляться на глубину не менее 300 мм.

Температура бетонной смеси при подаче ее в блоки, бетонируемые под защитой шатров или тепляков, должна быть при укладке не ниже 5°C.

Приготовление бетонной смеси должно производиться на заполнителях, не содержащих льда, снега и мерзлых комьев.

Максимальная температура подогрева должна быть не более: 85°C - воды, 60°C - песка и 50°C - крупных заполнителей.

При транспортировании бетонной смеси должны быть приняты меры по предохранению ее от переохлаждения:

- погрузка, транспортирование и разгрузка бетонной смеси должны производиться без задержек;

- при транспортировании бетонной смеси автосамосвалами кузова их должны обогреваться выхлопными газами, а также укрываться утепленными крышками.

- бадьи, бункеры, хоботы и другое оборудование, находящееся на открытом воздухе, должно, в необходимых случаях, утепляться и периодически отогреваться горячим воздухом калориферов или другими способами не реже одного раза в смену;

- кузова автосамосвалов, бадьи, бункеры, хоботы - все средства, используемые для транспортирования и подачи бетонной смеси в блоки должны систематически очищаться от схватившегося и мерзлого бетона.

После окончания бетонирования блока под защитой шатра в нем должна поддерживаться температура 5°C до удаления поверхностной цементной пленки, после чего шатер может не отапливаться, а поверхность бетона должна быть утеплена. Термическое сопротивление утепляющего слоя должно быть не менее, чем у утепленной опалубки. Утепление открытых поверхностей должно

быть устроено таким образом, чтобы исключить возможность загрязнения уложенного бетона.

### 5.3 Расчет пропуска максимального строительного расхода через донные отверстия

Строительные расходы, начиная с котлована II очереди, будем пропускать через донные отверстия. Количество донных отверстий назначают в зависимости от величины пропускаемого расхода, напора, высоты и ширины отверстий.

Предварительно задаемся размерами и количеством донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины.

Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки

$$n_{\min} = \frac{Q_{\text{стр}}}{V_{\text{доп}} \cdot h_p \cdot l} = \frac{2233}{3,5 \cdot 6,2 \cdot 16} = 6,43 \quad (5.23)$$

Округляется до целого числа  $n = 7$

где  $V_{\text{доп}}$  - допустимая средняя скорость для грунтов русла реки;

$h_p$  - глубина воды на пороге быстрого течения или в русле реки;

$h_p = \text{УВ}(Q_{10\%}) - \nabla_{\text{Дна}} = 106,2 - 100,0 = 6,2$  м.

$l$  - ширина донного отверстия;

Ширину донного отверстия в строительный период обычно принимают равной ширине водосбросных отверстий эксплуатационного периода.

$$l = 16 \text{ м}$$

Определяем расчетную отметку порога донных отверстий ( $\nabla_{\text{ПДО}}$ )

Отметка порога донных отверстий назначается из необходимости пропуска расходов в момент перекрытия русла, поэтому определяется при расходах равных расходам перекрытия ( $Q_{\text{пер}} = 176$  м<sup>3</sup>/сек,  $\text{УНБ}(Q_{\text{пер}}) = 102,0$  м). Время перекрытия русла реки выбрано в период межени: зимней. Расходы перекрытия выбираются по гидрографу.

Определяем уровень воды в верхнем бьефе

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{пер}}) = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}} + Z_{\text{max}}) = 102 + 1 = 103 \text{ м} \quad (5.24)$$

$\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}})$  - 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, обычно бывает 1 м или 2 м.

Определяем глубину воды над порогом донного отверстия  $H_{\text{п}}$ :

$$H_{\text{п}} = \left( \frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{176}{0,35 \cdot 112 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 1,013 \text{ м} \quad (5.25)$$

где  $b = n \cdot l = 7 \cdot 16 = 112$  м – ширина донных отверстий;

$n$  – количество донных отверстий 7шт

$l$  – ширина донного отверстия, м

$m$  – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом 0,3-0,35.

$$\nabla \text{ПДО} = \nabla \text{УВБ}(Q_{\text{пер}}) - H_{\text{п}} = 103 - 1,01 = 101,99, \text{ м} \quad (5.26)$$

Назначаем окончательную отметку порога донного отверстия из конструктивных соображений, с учетом отметки дна реки и меньше расчетной.

$$\nabla_{\text{дна}} = 100 \text{ м}$$

$$\nabla \text{ПДО}_{\text{расч}} = 101,99 \text{ принимаем } \nabla \text{ПДО} = 101 \text{ м}$$

Определяем количество отверстий строительного периода для пропуска максимального строительного расхода  $Q_{\text{стр}}$ .

Для выбора расчетных формул необходимо определить состояние пропуска расходов: затопленный водослив или незатопленный водослив.

Водослив считается затопленным, если отметка верха донного ( $\nabla_{\text{Верха ДО}}$ ) отверстия меньше уровня воды в НБ ( $\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}})$ ), то есть за водосливом.

Если  $\nabla_{\text{Верха ДО}} = \nabla \text{ПДО}_{\text{расч}} + h = 101 + 5 = 106 \text{ м} < \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}}) = 106,2 \text{ м}$  – затопленное отверстие

Определяем величину перепада между уровнями ВБ и НБ  $-Z_{\text{ВО}}$

$$Z_{\text{ВО}} = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{ВО}}^2 \cdot 2g} = \frac{2233^2}{0.69^2 \cdot 640^2 \cdot 2 \cdot 9.81} = 1.3 \text{ м}, \quad (5.27)$$

Суммарная площадь донных отверстий:

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h_{\text{отв}} \cdot n = 16 \cdot 5 \cdot 8 = 640 \text{ м}^2 \quad (5.28)$$

где  $n$  – количество отверстий строительного периода.

Количество донных отверстий изменяется от  $n_{\text{min}} = 7$  до  $n_{\text{max}} = 8$

Так как в водосбросной части плотины 5 пролетов, то отверстия строительного периода будут размещаться в два ряда по высоте

$$\mu = \frac{1}{1 + \xi_{\text{ВХ}} + \frac{2gL}{C^2 R}} = \frac{1}{1 + 0.3 + \frac{2 \cdot 9.81 \cdot 80.4}{82^2 \cdot 1.59}} = 0.69, \quad (5.29)$$

где  $C$  – коэффициент Шези  $C = 82$ .

$n$  – коэффициент шероховатости: для бетона = 0,012-0,013;

$R$  – гидравлический радиус, м:

Для затопленного отверстия

$$R = \frac{w}{L} = \frac{16 \cdot 5}{2 \cdot 16 + 2 \cdot 5} = 1,9 \text{ м}; \quad (5.30)$$

$L$  – длина донного отверстия, м;(определяем по чертежу);

$\xi_{вх}$  – потери напора на входе = 0,2-0,5.

Значение перепада должно быть небольшим, в противном случае необходимо увеличивать размеры и количество отверстий, либо отказываться от донных отверстий и осуществлять пропуск расходов через «гребенку».

$$\nabla_{УВБ}(Q_{стр}) = \nabla_{УНБ}(Q_{стр}) + Z_{во} = 106.2 + 1.3 = 107.5 \text{ м} \quad (5.31)$$

Вывод: для пропуска паводка с расходом  $Q_{стр} = 2233 \text{ м}^3/\text{с}$  необходимо  $n=8$  отверстий с  $\nabla_{ПДО} = 101 \text{ м}$ .

Определение отметок гребня перемычек II очереди:

Отметка гребня верховой перемычки II очереди:

$$\nabla_{ГВП_{IIоч}} = \nabla_{УВБ}(Q_{стр}) + d = 107,5 + 1 = 108,5 \text{ м}, \quad (5.32)$$

где  $d=1$  -запас с учетом ветрового нагона и волн

Отметка гребня низовой перемычки II очереди:

$$\nabla_{ГНП_{IIоч}} = \nabla_{УНБ}(Q_{стр}) + \alpha = 106,2 + 0,5 = 106,7 \text{ м}. \quad (5.33)$$

где,  $\alpha$ -аналогичны значениям, определенным для перемычек I очереди.

Строительные отверстия можно использовать для регулирования скорости наполнения водохранилища, а также в период эксплуатации в качестве водосбросных отверстий зимнего периода и при «посадке станции на 0».

#### 5.4 Второй этап – перекрытие русла

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 5 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине.

Основные работы второго этапа:

- разбирают низовую перемычку первой очереди и затапливают котлован;
- разбирают верховую перемычку первой очереди (вода пропускается через донные отверстия);
- отсыпают банкет для перекрытия реки,отсыпают верховую и низовую перемычки II очереди для образования котлована II очереди;
- выполняют земельные работы по выемке грунта;
- возводят стационарную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;
- возведение понура до конца бетонной плотины  $40+60=100 \text{ м}$ ;
- бурят дренажные скважины в основании плотины;
- отсыпают правобережную грунтовую плотину до отм. 134 м.



Возведение перемычек второй очереди.  
 Верховую перемычку выполняем трапецевидного сечения с заложением откосов:  
 Верхового 1:2;  
 Низового 1:1.  
 Ширину по гребню принимаем 8 м.

$$\text{Высота } H = \nabla \text{ГВП}_{\text{IIоч}} - \nabla_{\text{дна}} = 108,5 - 100 = 8,5 \text{ м} \quad (5.33)$$

Площадь поперечного сечения верховой перемычки составляет  $\omega = 181,43 \text{ м}^2$ ,

Длина составляет  $L_{\text{пер}} = 178 \text{ м}$ .

Таким образом, объем равен

$$V = L_{\text{бан}} \cdot \omega / 2 = 178 \cdot 181,43 / 2 = 16147 \text{ м}^3 \quad (5.34)$$

Размеры поперечного сечения верховой и низовой перемычки второй очереди, представлены на рисунках 5.5 и 5.6.

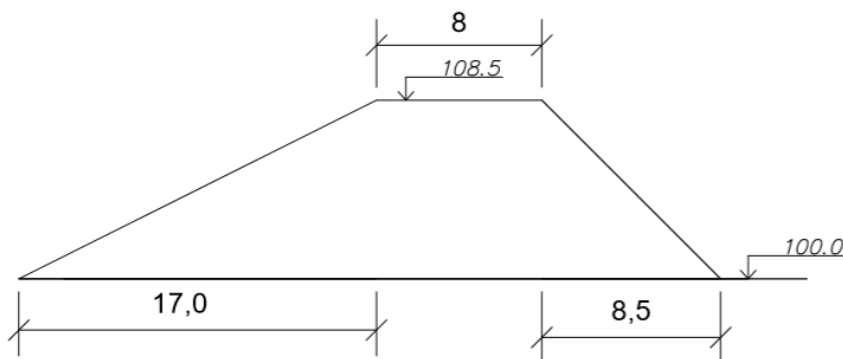


Рисунок 5.5 - Размеры поперечного сечения верховой перемычки второй очереди

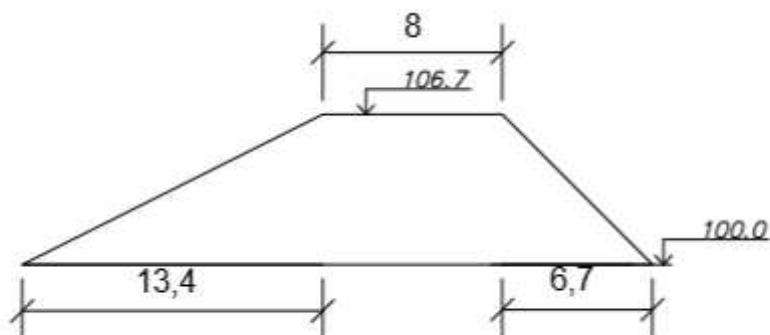


Рисунок 5.6 - Размеры поперечного сечения низовой перемычки второй очереди

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее  $L_{\text{низ}} = 182 \text{ м}$ . Все работы по котловану II,

представленному на рисунке 5.7, очереди откачка воды, осушение, разработка и бетонные работы проводятся аналогично и по тем же технологиям, что и в котловане I очереди, объемы работ и время определены в итоговой таблице.

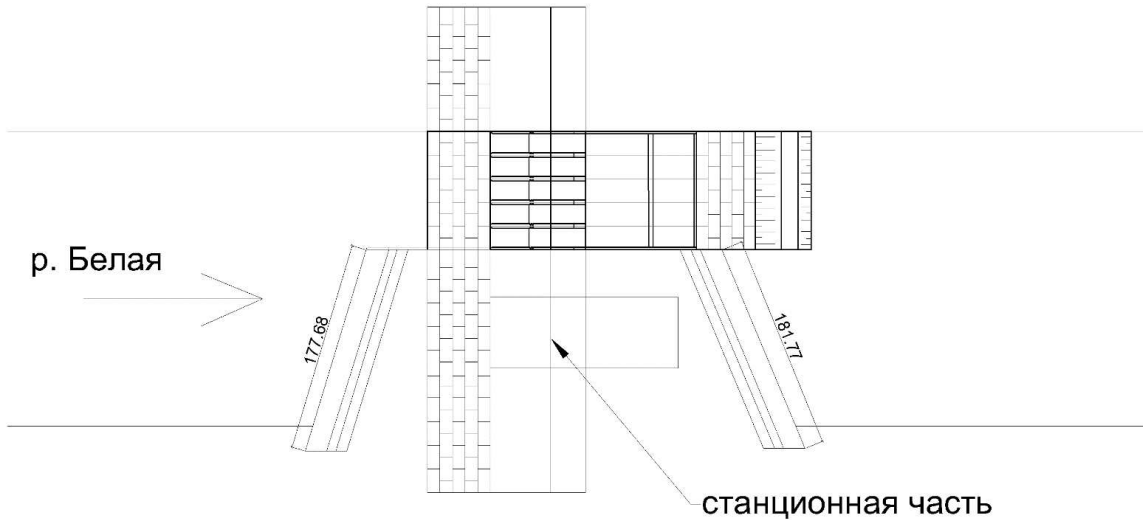


Рисунок 5.7 – Котлован второй очереди

Отсыпка грунтовой плотины.

Принимается по ГЭСН 36-01-001-02 возведение плотин, дамб, насыпей и нижней части экранов и ядер насухо: из несвязных грунтов катками массой свыше 16 т на 1000 м<sup>3</sup> грунта 14,15 чел.ч.

Объем грунта для плотины  $V = 2321159 \text{ м}^3$

Задаемся интенсивностью укладки и уплотнения грунтовой плотины

$$t = \frac{2321159 \cdot 14,15}{1000} = 32844 \text{ ч} = 4105 \text{ дней} = 137 \text{ мес}$$

При работе одной машины в одну смену

$$J = 137 / 2321159 = 0,000059 \text{ мес/м}^3$$

Поперечный разрез плотины на втором этапе строительства, представлен на Рисунке 5.8.

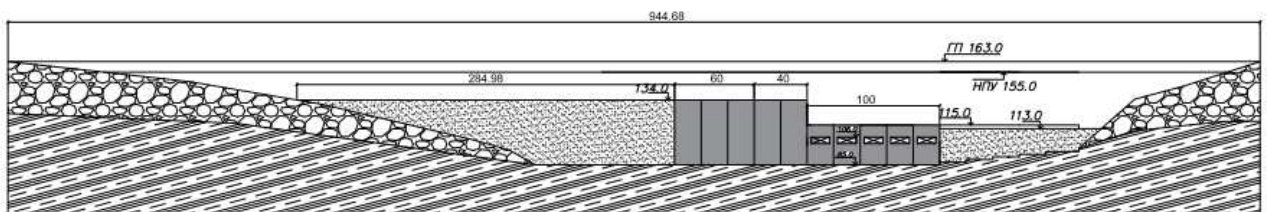


Рисунок 5.8 - Поперечный разрез плотины на втором этапе строительства

### 5.5 Третий этап

Основные работы 3 этапа:

– проводят наращивание бетонной плотины по всему напорному фронту до отметки 150.

– На правобережной грунтовой плотине возводим первый ярус «стены в грунте»

– Левобережную грунтовую плотину наращиваем до отметки 134 м и то же возводим первый ярус «стены в грунте»

– Наполняют водохранилище до отметки 130 м.

– возводят надводную часть здания ГЭС.

– начинают монтаж гидроагрегатов.

– разбирают низовую перемычку первой очереди.

Поперечный разрез плотины на третьем этапе строительства, представлен на рисунке 5.9.

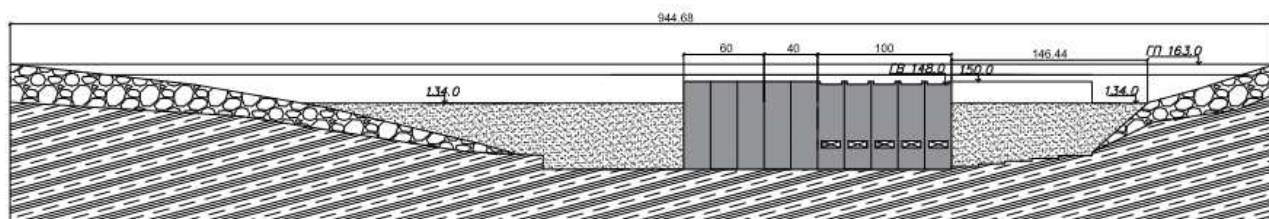


Рисунок 5.9 - Поперечный разрез плотины на третьем этапе строительства

## 5.6 Четвертый этап

Основные работы 4 этапа:

– наращивание водосливной, станционной и глухих частей бетонной плотины до отметок 160м

– отсыпка грунтовой плотины до отм 160 м.

– возведение второго яруса ПФЭ «стена в грунте»

– наполнение водохранилища

Строительный расход пропускают через водосливные отверстия водосливной плотины, в конце этапа.

Поперечный разрез плотины на четвертом этапе строительства представлен на рисунке 5.10.

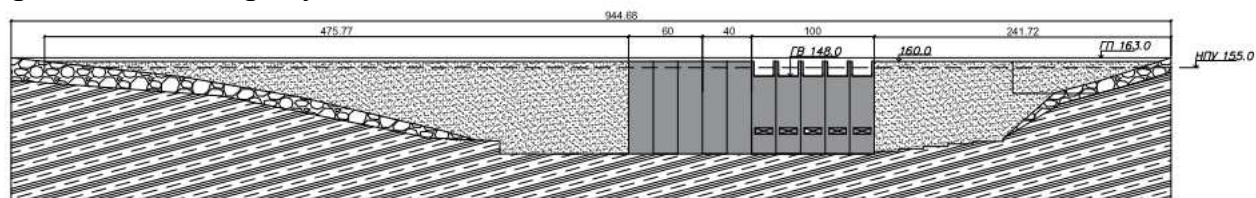


Рисунок 5.10 - Поперечный разрез плотины на четвертом этапе строительства

## 5.7 Пятый этап

Основные работы 5 этапа:

– Возводят плотину до проектных отметок 163 м.

– Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции.

– Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Поперечный разрез плотины на пятом этапе строительства, представлен на на Рисунке 5.11.

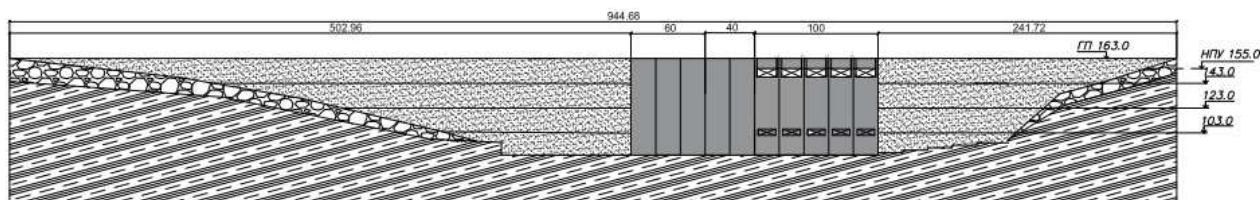


Рисунок 5.11 - Поперечный разрез плотины на пятом этапе строительства

## 5.8 Определение объемов и времени выполнения работ

Интенсивность земляных работ при возведении перемычек:

$$J_{з.р \text{ пер}} = 0,0001 \text{ мес/м}^3$$

Интенсивность земляных работ при выемке из котлована:

$$J_{з.р \text{ выемк}} = 0,000017 \text{ мес/м}^3$$

Интенсивность укладки и уплотнения грунтовой плотины:

$$J = 137/2321159 = 0,000059 \text{ мес/м}^3$$

Интенсивность производства бетонных работ:

$$J_{б.р} = 0,000265 \text{ мес/м}^3$$

Расчет объемов и времени выполнения работ представлен в таблице 5.2

Таблица 5.2 - Расчет объемов и времени выполнения работ

Этапы	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м <sup>3</sup> )	Время выполнения работ в мес.	Примечание
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	21568	2,15	При работе 1 машины в 1 смену
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	10903	1,09	При работе 1 машины в 1 смену
		Отсыпка верховой перемычка первой очереди	11105	1,11	При работе 1 машины в 1 смену
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	387010	1,3	При работе 1 машины в 1 смену
	Земляные	Разработка котлована I очереди (под водосбросную плотину и левобережную грунтовую плотины)	211400	3,59	При работе 1 машины в 1 смену
	Бетонные	Бетонирование нижней части водосбросной плотины	187340	14,6(8)	При работе 8 машин в 1 смену
	Бетонные	Бетонные работы по сооружению гасителей	80900	12,64(4)	При работе 4 машин в 1 смену

## Окончание таблицы 5.2

2	Земляные	Отсыпка верховой перемычки второй очереди	16147	1,61	При работе 1 машины в 1 смену
	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	11005	1,1	При работе 1 машины в 1 смену
	Откачка воды	Осушение котлована	323714	1,2	При работе 1 машины в 1 смену
	Земляные	Разработка котлована второй очереди	168350	2,86	При работе 1 машины в 1 смену
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	189845	14,83(8)	При работе 8 машин в 1 смену
	Бетонные	Бетонирование подводной части здания ГЭС	77760	12,15(4)	При работе 4 машин в 1 смену
	Земляные	Отсыпка грунтовой плотины	1010625	7,45(8)	При работе 8 машин в 1 смену
3	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 134,0÷150,0	67538	10,55(4)	При работе 4 машин в 1 смену
	Бетонные	Возведение ПФЭ (первый ярус)	7502	4,68	При работе 1 машины в 1 смену
	Земляные	Отсыпка левобережной части грунтовой плотины с отм. 113,0 до отм. 134,0	423080	6,24(4)	При работе 4 машин в 1 смену
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 150,0-160,0	51335	4(8)	При работе 8 машин в 1 смену
	Земляные	Отсыпка грунтовой плотины 134,0 – 160,0	1031840	15(4)	При работе 4 машин в 1 смену
	Бетонные	Возведение второго яруса ПФЭ «стена в грунте»	15311	9,56	При работе 1 машины в 1 смену
5	Бетонные	Бетонирование плотины до проектных отметок 163,0	17406	1,36(8)	При работе 8 машин в 1 смену
	Земляные	Отсыпка грунтовой плотины до проектной отметки 163,0	61940	0,91(4)	При работе 4 машин в 1 смену

## **6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ишимбайской ГЭС**

### **6.1 Флора и фауна реки**

Растительность:

Берега Белой в основном заняты степными природными сообществами, леса (по большей части широколиственные) встречаются лишь местами. В среднем течении берега реки в основном покрыты тополями, ивами, шиповником. По берегам реки в больших количествах растёт ежевика.

Рыбы реки Белой:

Окунь, плотва, обыкновенная, щука, голавль, клейка, сом, налим, ёрш, лещ, густера, стерлядь, пескарь, судак, форель (в верховьях), жерех, язь, хариус, таймень (практически не осталось), елец, чехонь, подуст, синец, краснопёрка, глазач, ротан, серебристый карась.

В реке Белой зачастую можно встретить представителей ужеобразной фауны, чаще всего они встречаются в Башкортостане, в связи с большой влажностью в этих местах

Хозяйственное значение:

Важная водная магистраль Республики Башкортостан. Река доступна для судоходства. Регулярное сообщение осуществляется от Уфы. Белая является составной частью водного пути Москва — Уфа, по которому организованы туристические рейсы.

Вода из реки широко используется для полива огородов, а в качестве питьевой используется редко. Использование для промышленных производств («Газпром нефтехим Салават» и др.) ограничено, предприятия переходят на замкнутые циклы водопользования.

### **6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Ишимбайской ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и возведение из него грунтовой плотины;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки белая в нижнем бьефе;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные

правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

- Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

- Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

- Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период: Организационные:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);



- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Организация и проведение производственного экологического контроля

#### Санитарно-технические:

- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### **6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Ишимбайской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 2км от ГЭС находится населенный пункт – с. Новомаксютово, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Белой от сбросов Ишимбайской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Стерлитамак, в пределах промплощадок объектов Ишимбайской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## **6.5 Противопожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций; обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и

эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

## 7 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

Проектирование ГЭС предполагает выполнение операций, которые укрупненно представлены в календарном графике, приложение А.

### 7.1 Оценка объемов продаж

Электроэнергия сегодня, - товар, который производитель продает поставщикам, а те в свою очередь поставляют ее конечному потребителю. В некоторых случаях поставка электроэнергии может осуществляться непосредственно самим производителем. Естественно, электроэнергия как продукт обладает своими особенностями, в частности:

- Сколько энергии потреблено, столько и выработано. Это значит, время производства и потребления энергии совпадают;
- Энергию невозможно запастись в масштабах достаточных для нормального функционирования крупных энергосистем;
- Невозможно определить - кто именно произвел энергию, которая поступила через сеть к конечному потребителю.

Электроэнергия - это стандартизированный продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети. Поэтому кто произвел электроэнергию определить просто невозможно.

Электроэнергия - это товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют к перерывам в электроснабжении, а энергосистема должна быть надежной.

Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Ишимбайской ГЭС представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Ишимбайской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2023 г.	2024 г.	2025 г.
Установленная мощность	МВт	285	285	285
Число часов использования установленной мощности	Часы	8640,00	8640,00	8640,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2 462 400,00	2 462 400,00	2 462 400,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	49 248,00	49 248,00	49 248,00
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2 413 152,00	2 413 152,00	2 413 152,00
Тариф на электроэнергию	Руб./ МВт·ч	1 189,00	1 232,00	1 271,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	239,10	247,75	255,59
НДС к выручке	Млн.руб.	36,47	37,79	38,98

## 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости - 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (тыс.руб/МВт)	Величина, млн.руб.
ФОТ	255,1	69,48
Прочие	273,0	75,24
Итого по ГЭС	578,1	144,72

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1-5	0,06
От 6-15	0,09
От 16-25	0,08

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Единными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135380 руб. за 1 МВт	38,58
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб. за 1 МВт.ч	2,70
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб. за 1 МВт.ч	0,78
Итого		42,04

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт.ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Белая составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу 2023-2026 год приведены в таблице 7.5 и показаны на Рисунке 7.1.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации, млн.руб

Наименование	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления	217,70	217,70	217,70	217,70
Расходы на страхование	62,96	60,90	58,81	56,72
Эксплуатационные затраты	144,72	144,72	144,72	144,72
Расходы на ремонт производственных фондов	47,22	45,67	66,16	63,81
Расходы на услуги регулирующих компаний	42,06	42,06	42,06	42,06
Налог на воду	10,83	11,82	11,82	11,82
Итого	525,49	522,87	541,27	536,83



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это совокупность сумм, недополученных центральным и местными бюджетами в результате установления налоговых льгот и преференций.

Учтены следующие налоговые расходы:

- Налог на прибыль – 20% от суммы прибыли;

- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от величины фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
- Налог на воду за 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб. за 1 МВт.ч произведенной и отпущенной электроэнергии.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2023-2026 годы приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы, млн.руб

Налоги	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль	2,36	2,36	2,36	2,36
НДС	462,78	489,54	504,43	518,85
Взносы в социальные фонды	19,40	19,40	19,40	19,40
Налог на имущество	140,95	136,11	131,32	126,53

#### 7.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Ишимбайской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто)	млн. руб.	2548,43	2642,07	2726,74	2809,30
Текущие расходы	млн. руб.	525,51	522,94	541,34	536,90
ЕБИТДА (Валовая прибыль)	млн. руб.	2022,91	2119,12	2185,39	2272,39
Скорректированный налог на прибыль	млн. руб.	2,36	2,36	2,36	2,36
НОПАТ(Чистая прибыль)	млн. руб.	2022,91	2119,12	2185,39	2272,39
Справочно: Ставка налога на прибыль	%	20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 7.2



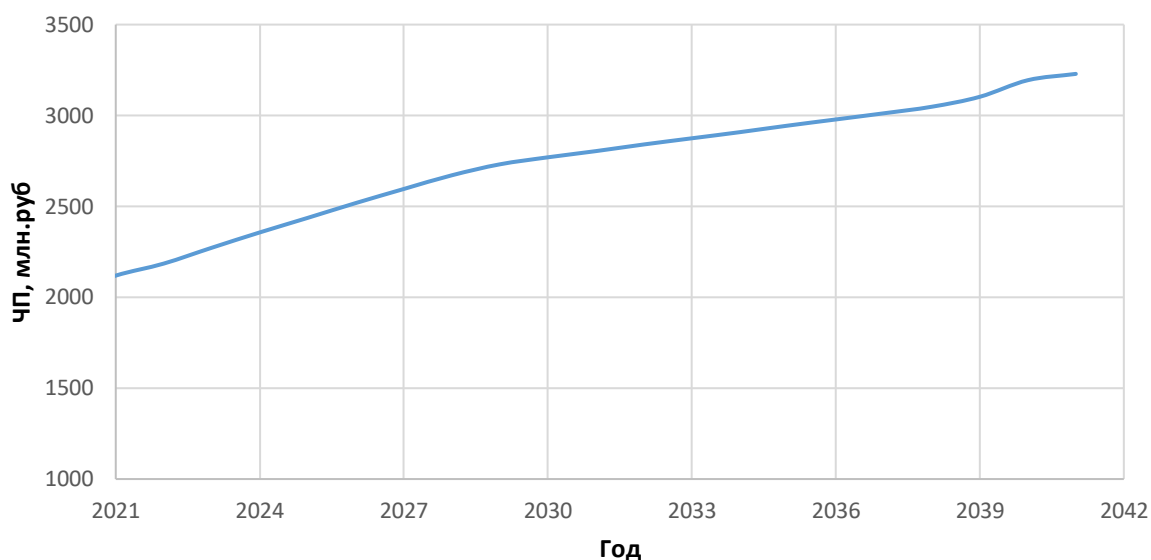


Рисунок 7.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб

Вывод: по мере того, как завершилось строительство Ишимбайской ГЭС, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшились.

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

### 7.5.1 Методология и исходные данные

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

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

- «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

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

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystem. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для Ишимбайской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования

– Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2020 года.

### 7.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Ишимбайской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - РВ, мес	70
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	10048,8
Индекс прибыльности - PI	3,58
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	34,21
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/кВт	97704

### 7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2019	2020	2021	2022
Налоговые поступления, млн. руб.	50,67	192,36	637,44	659,36
В Федеральный бюджет, млн. руб.	19,40	32,40	496,36	523,12
В региональный бюджет, млн. руб.	31,14	159,84	140,95	136,11

Структура налоговых поступлений приведена на рисунке 7.3

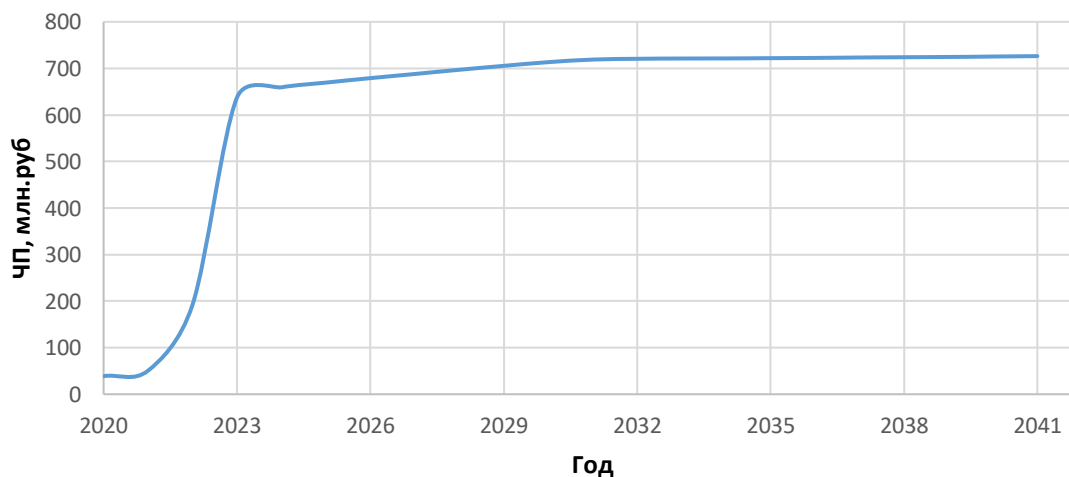


Рисунок 7.3 – Показатели налоговых поступлений, млн. руб

## 7.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т.д.) на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется IRR или NPV.

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

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов.

Анализ чувствительности сам по себе не изменяет факторы риска.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов приведена на рисунке 7.4.

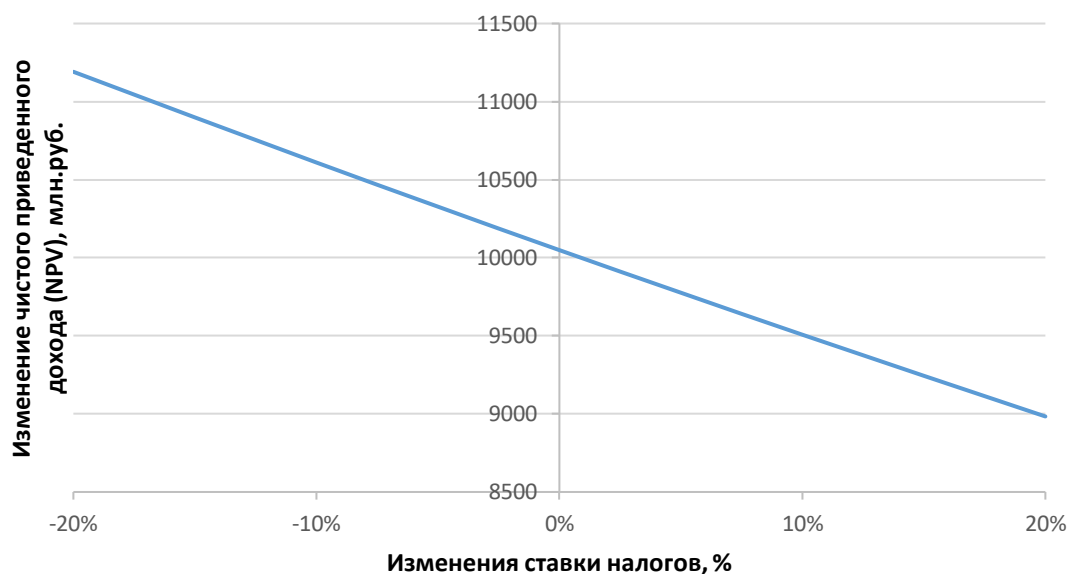


Рисунок 7.4 - Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов

Изменение чистого приведенного дохода от изменения объёма инвестиций приведена на рисунке 7.5.



Рисунок 7.5 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения объёма инвестиций

По данному графику видно, что увеличение цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

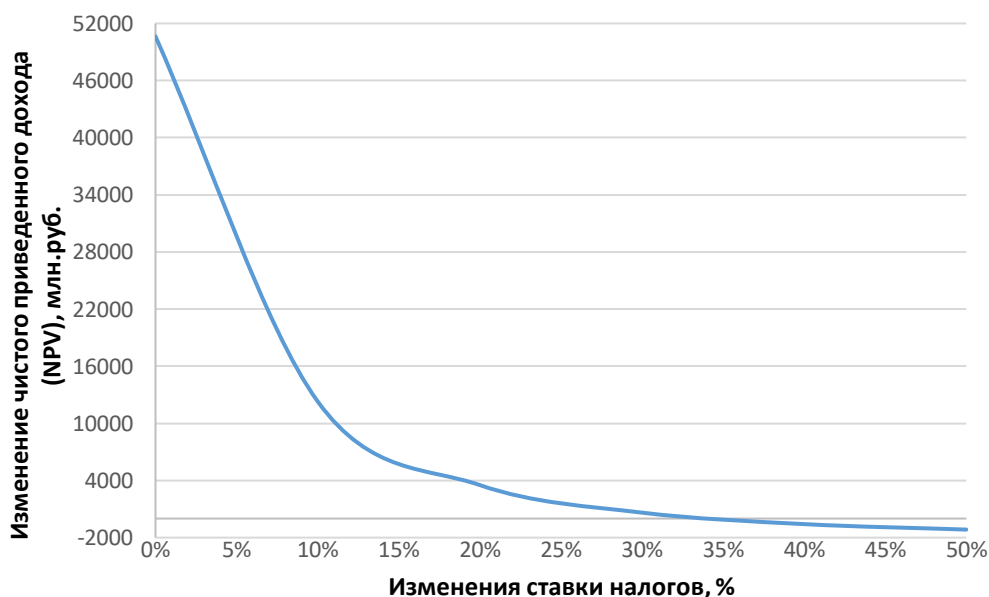


Рисунок 7.6 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки дисконтирования

По графику приведенному на Рисунке 7.6 видно, что с увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

## **8 Возведение диафрагмы в теле грунтовой плотины методом буронабивных свай «стена в грунте»**

### **8.1 Применение грунтоцементных конструкций в гидротехническом строительстве**

«Стены в грунте» довольно часто применяются как противофильтрационный элемент в основании и теле грунтовых плотин. Они выполняются как в скальном, так и в нескальном основании.

Первая противофильтрационная стенка в мировой практике была устроена в 1948 г. в США, а в СССР – в 1959 г. на Чурубай-Нуринской плотине. Противофильтрационные стены выполняют также в теле грунтовых плотин, если требуется их ремонт. Методом «стена в грунте» в 2000–2002 гг. была устроена диафрагма в ядре Курейской плотины, так как в нем образовались трещины, и возросшая фильтрация угрожала безопасности плотины. В последнее время появились предложения по использованию «стен в грунте» в качестве противофильтрационных диафрагм вновь строящихся грунтовых плотин.

Условия работы стен, устроенных в грунтовом массиве, очень сложные. Они тонкостенные, поэтому не в силах сопротивляться воздействию вмещающего их массива грунта. В основном они следуют деформациям грунтового массива. Расчеты показали, что такие стены могут испытывать не только изгиб, но и значительные сжимающие усилия. Чтобы в стене не возникало концентрации напряжений, желательно, чтобы деформируемость материала стены приближалась к деформируемости грунта. Вследствие этого чаще всего применяют не жесткие бетонные, а пластичные глиноцементобетонные смеси.

Чтобы оценить прочность материала противофильтрационной стены, необходимо выполнить расчеты напряженно-деформированного состояния (НДС) стен и вмещающего их массива грунта. Сложный характер взаимодействия тонкой стены в грунте с грунтовым массивом можно воспроизвести только с помощью численного моделирования. Эти расчеты позволяют оценить условия формирования НДС стен в грунте.

Такие исследования провели А.В. Радзинский, Л.Н. Рассказов, М.П. Саинов, «плотина стометровой высоты с глиноцементобетонной диафрагмой по типу стена в грунте». Дана оценка возможности строительства высокой (высотой 100 м) плотины с ПФЭ «стена в грунте». Численные исследования напряженно-деформированного состояния плотины показали, что в диафрагме могут возникать значительные сжимающие напряжения, в 3-4 раза превышающие прочность глиноцементобетона на сжатие. Однако необходимо учитывать, что диафрагма столь высокой плотины будет обжата горизонтальными напряжениями, т.е. глиноцементобетон будет работать в состоянии трехосного сжатия. В этих условиях прочность глиноцементобетона будет существенно выше, поэтому надежность диафрагмы может быть обеспечена с запасом.

Строительство грунтовых плотин с глиноцементобетонной диафрагмой целесообразно, так как это позволяет быстро ввести плотину в эксплуатацию и удешевить строительство. При строительстве высоких плотин возможно менять состав материала диафрагмы по очередям, так как верхняя очередь строительства менее нагружена. Это может оказаться экономически выгодно и в тоже время обеспечить надежность диафрагмы.

На каждом этапе строительства можно оценить качество диафрагмы. В случае отклонений от проектных значений на фильтрационный расход, есть возможность провести дополнительное забуривание скважин на необходимых участках.

В данной работе представлена специфика технологии работ по созданию таких противофильтрационных элементов.

## **8.2 Общие сведения**

В настоящее время одним из наиболее эффективных способов перекрытия фильтрационных потоков в проницаемых грунтах основания или тела плотин, наравне с традиционно применяемыми цементационными и инъекционными завесами, является устройство зубьев-стенок или диафрагм-стенок из грунтоцементной смеси, выполняемых методом «стена в грунте». Такое техническое решение очень эффективно, так как позволяет надежно перекрыть фильтрационный поток благодаря заполнению таких стенок материалами с низкими коэффициентами фильтрации и контролировать качество производимых работ.

Грунтоцемент как материал для строительства был создан в США в начале 20-ых гг. прошлого века с целью замены гравийно-галечниковых грунтов при строительстве автодорог. Первоначальный состав грунтоцемента представлял собой смесь грунта, включавшего определенные фракции песка и гравия, портландцемент и воду. После твердения такая смесь превращалась в плотный, прочный, относительно малопроницаемый эрозионно-стойкий материал.

В гидротехническом строительстве грунтоцементные конструкции, в качестве противофильтрационных элементов (ПФЭ), начали применять, прежде всего, для предотвращения фильтрации в основаниях плотин. Это стало возможным благодаря внедрению в практику строительства метода «стены в грунте» в результате разработки конструкции и производства специальных установок для проходки глубоких скважин и траншей.

Кроме того, к тому времени освоили тиксотропные жидкие составы, которые противодействовали обрушению грунтовых стенок при проходке глубоких выемок. Первую такую «стенку в грунте» возвели в Калифорнии (США) в 1948 г. В настоящее время противофильтрационные завесы, созданные по технологии «стены в грунте», широко применяются в мировом гидротехническом строительстве. Например, плотины Керхе (Иран), Сялонди (Китай), Юмагузинского и Ирганайского гидроузлов (Россия), Сангтудинского

гидроузла (Таджикистан), в которых «стена в грунте» применена для предотвращения фильтрации в основании гидротехнических сооружений.

С момента появления метода «стена в грунте» и до настоящего времени основные принципы выполнения работ существенно не изменились. Грунтоцементные стенки и в настоящее время выполняют поэлементно, отдельными круглыми скважинами или панелями. При этом панель может включать траншеи, выполняемые за одну, две и даже три проходки.

После выемки первичной скважины (панели), заполняют грунтоцементной смесью и, после твердения, пропускают очередную скважину (панель), далее - заполняют следующую за ней. После этого производят выемку и бетонирование пропущенной, промежуточной скважины (панели) (рисунок 8.1).

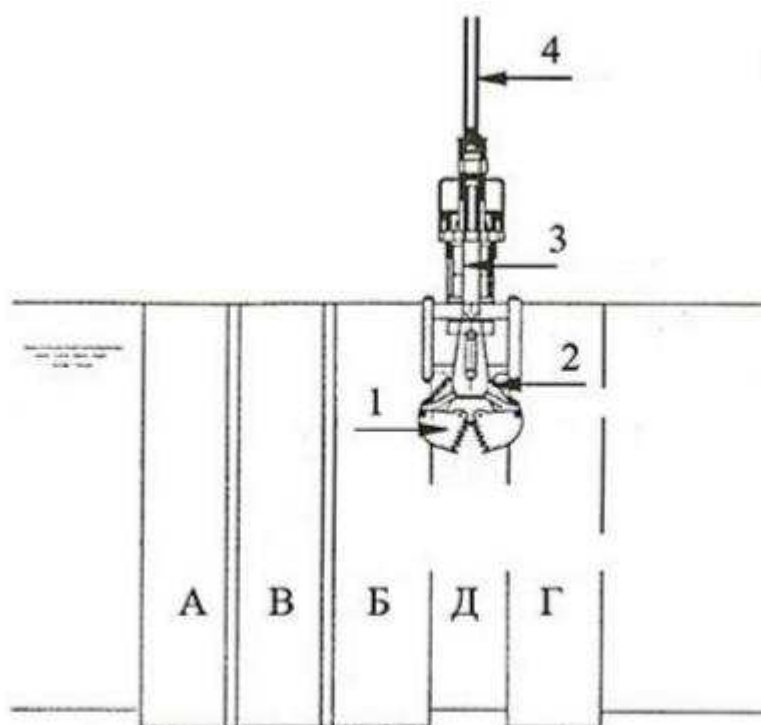


Рисунок 8.1 - Общепринятая технологическая схема выполнения панелей для стенок диафрагм: А, Б, В, Г, Д – очередность выемки панелей; 1 – ковш грейфера; 2 – гидравлические домкраты; 3 – опорная конструкция; 4 – троса подвески и гидравлические шланги

В СССР эта технология была впервые применена именно в гидротехническом строительстве трестом «Гидроспецстрой».

В 1959 - 1960 гг. способом «стена в грунте» был возведен противофильтрационный элемент в песчано-галечниковом основании Чурубай-Нуринской плотины (Казахстан).

Первая «стена в грунте» выполнялась методом буронабивных свай на глубину до 40 м, ее протяженность составила 950 м. Уже тогда сваи стали выполнять не из обычного, а из суглинисто-цементного бетона. На Чурубай-Нуринской плотине также впервые был опробован и другой способ создания

«стены в грунте» — траншейный. В настоящее время способы буронабивных свай и траншейный стали классическими технологиями создания «стены в грунте». В последнее время активно стала использоваться и другая технология — струйная цементация (Сангтудинская ГЭС).

Примеров применения грунтоцементных стенок-диафрагм, выполненных методом «стена в грунте» в качестве ПФЭ, очень мало, все они относятся к малым плотинам (до 15 м по высоте) из-за отсутствия горизонтальные перемещений, а градиенты напора и скорости фильтрации достаточно малы. Внедрение в отечественную практику гидротехнического строительства стенок-диафрагм в качестве ПФЭ высоких плотин объясняются рядом причин. В первую очередь, они связаны с недостаточной отработанностью технологических приемов строительства, отсутствием новейших систем наблюдения за положением бурового оборудования в пространстве.

Кроме того, отсутствуют современные методы эксплуатационного мониторинга за состоянием стенок-диафрагм. Грунтоцементные стенки-диафрагмы, выполняемые методом «стена в грунте», применяют также при ремонте плотин в случае локальных нарушений фильтрационной прочности в грунтах их тел и оснований. Например, если в процессе эксплуатации плотин возникают различные фильтрационные деформации, такие как суффозия, фильтрационный выпор, кольматаж, контактный размыв и т.д.

Многочисленные исследования показали, что для надежной работы «стен в грунте» необходимо, чтобы материал по своим деформационным свойствам максимально приближался к аналогичным свойствам окружающего грунта. В противном случае, при большой жесткости материала стена будет работать как концентратор напряжений, своего рода «свая наоборот». Окружающий ее грунт при осадках будет «зависать» на буронабивной стене, передавая ей сжимающие усилия. Подходящим материалом для создания «стены в грунте» может являться глиноцементобетон — продукт твердения смеси бетона и бентонитовой глины.

### **8.3 Технология возведения противофильтрационного элемента в теле и основании плотины способом «стена в грунте» на Ишимбайской ГЭС**

Стена в грунте будет возводиться в два яруса из буронабивных свай т.к. ее высота превышает 40 м, при такой высоте очень сложно добиться вертикальности бурения без отклонения не только из-за технологических ограничений, но и в следствии неточности ведения строительных работ.

Обычно допустимым является отклонение оси свай от вертикали на 1% ее высоты. При глубине стены 30 м отклонение составит 0,3 м. если у двух рядом стоящих свай отклонение произойдет в разные стороны, то может оказаться, что в нижних сечениях свай не будут соединяться друг с другом.

Расстояние между центрами скважин принимается 80-90 % диаметра скважины.

Для надежного соединения ярусов выполняется горизонтальная плита (замок) в которую будут упираться свай как верхнего, так и нижнего ярусов.



После того как плотина будет отсыпана до отметки 134 м возводится первый ярус стены в грунте. Затем выполняется горизонтальная плита высотой 2 м после чего плотина отсыпается до отметки 160 м и возводится второй ярус стены в грунте. После этого плотина отсыпается до проектных отметок.

«Стена в грунте» сооружается с отметки форшахты 134 м, к началу работ по бурению скважин подготовка строительной площадки должна быть выполнена на 1 этапе.

На строительную площадку должно быть доставлено и смонтировано необходимое количество бурового, кранового и вспомогательного оборудования.

Измерения отклонений скважин от вертикальной оси выполняются прибором типа DM-604R.

Участок производства работ должен быть полностью освещен, иметь надежную телефонную связь: с бетонным заводом, строительной лабораторией, диспетчером и поселком.

### **8.3.1 Бурение скважин**

«Стена в грунте» из бурящихся свай сооружается с отметки форшахты 134 м общей длиной 638 м в осях конечных скважин с заглублением в глину на 1 м обсадной трубы наружного диаметра 1200 мм по оси скважины. После фиксирования факта пересечения контакта и заглубления в глину на 1 метр, геолог дает письменное разрешение на окончание бурения скважины с записью в журнале производства работ.

Всем скважинам присваиваются номера и очередность, указанные в проекте.

Работы по бурению и бетонированию выполняют в две очереди. Бурение и заполнение глиноцементобетоном бурящихся свай начинать со скважин первой очереди.

Необходимо соблюдать следующие ограничения в отношении последовательности работ:

- минимальное расстояние между последовательно забуриваемыми скважинами одной очереди не менее 3,4 м во избежание обрушения;
- бурение бурящихся скважин производится не ранее, чем через 4 суток после укладки последней порции глиноцементобетона в бурящиеся скважины 1 очереди во избежание обрушения.

При бурении производится обсадка скважин на полную глубину. Выступающая часть обсадной трубы над поверхностью форшахты не должна превышать 1,2 м.

Бурение начинается с опережающего крепления обсадной трубой скважины на глубину не менее 1 м.

При заливании первой секции обсадной колонны необходимо уделять повышенное внимание сохранению ее вертикальности для обеспечения проектных допусков по отклонению соседних скважин от вертикали. Минимальная толщина стены в грунте должна быть не менее 67 см.

Контроль и корректировку вертикального положения обсадной колонны выполнять через каждый метр проходки до глубины 12 м от поверхности форшахты. Контроль осуществляется прикладыванием уровнемера к обсадной трубе с двух перпендикулярных сторон. Корректировка положения обсадной трубы выполняется бурильно-крановой установкой.

Внутренние и внешние поверхности устанавливаемых секций обсадной колонны должны быть очищены от налипшего грунта, оставшегося от сооружения предыдущей сваи. На строительной площадке должно быть организовано специальное место для чистки и мойки обсадных труб.

При проходке влажных или водоносных слоев грунта ножевая секция обсадной колонны все время должна быть глубже шнекового бура на 0,8-1,0 м.

При проходке скважин 2 очереди ножевая коронка обсадной трубы должна быть всегда глубже шнекового бура не менее, чем на 0,5 м.

По достижении проектной отметки обсадной трубой забой каждой скважины должен быть защищен от бурового шлама.

После окончания бурения представителем организации, выполняющим проходку скважины, производится измерение отклонения оси скважины от вертикали специальным прибором типа ДМ-604R. Запрещается измерение вертикальности скважин отвесом или другими самодельными приспособлениями.

Если к работе по бетонированию приступают позднее чем через 2 часа, скважину повторно необходимо замерить и при необходимости дополнительно зачистить.

Если толщина стены в грунте получилась меньше проектной, то в этом месте назначается дополнительная скважина.

### **8.3.2 требования к материалам для приготовления глиноцементобетона**

Цемент используемый для ГЦБ: ПЦ 400-Д0 – ГОСТ 30515-2013.

Крупный заполнитель – гравий фракции 5-20 мм, полученный путем рассортировки и промывки песчано-гравийной смеси.

Мелкий заполнитель – песок, полученный путем рассортировки гравийно-галечниковых грунтов, должен удовлетворять требованиям ГОСТ 8736-2014 модуль крупности 2-2,5.

Бентонитовый порошок марки ПБН.

Полипропиленовая фибра ВСМ-2-18.

Лигносulfонат технический порошковый.

Вода, соответствующая ГОСТ 23732-2011.

Инертные заполнители должны храниться под навесом.

### **8.3.3 Приготовление и транспортировка глиноцементобетонной смеси на строительную площадку**

Основные технологические параметры ГЦБ смеси:

- водоотделение – 0,5%;
- плотность – 2,07 г/см<sup>3</sup>;
- подвижность по осадке нормального конуса – 22-23 см;

Деформационно-прочностные характеристики полученного материала (хранение образцов при температуре 10 °С и влажности 100%.

- прочность при сжатии:

$$R_{28\text{сут}} - 1,67 \text{ МПа};$$

$$R_{60\text{сут}} - 2,02 \text{ МПа};$$

- статический модуль деформации  $E_{28\text{сут}} - 71 \text{ МПа};$

- статический модуль деформации  $E_{60\text{сут}} - 78 \text{ МПа};$

- предел прочности на срез  $R_{\text{ср}28\text{сут}} - 0,40 \text{ МПа};$

- угол внутреннего трения  $\varphi - 39^\circ;$

- предел прочности на растяжение при раскалывании  $R_{28\text{сут}} - 0,266 \text{ МПа};$

$$\text{Прочность при сжатии } R_{\text{сж}28\text{сут}} - 1,91 \text{ МПа};$$

До приготовления ГЦБ на бетонном заводе заранее готовят 25% раствор добавки ЛСТ в требуемом объеме согласно приведенному описанию.

Раствор химической добавки ЛСТ готовят в емкости путем растворения порошкообразной добавки. Чтобы повысить скорость растворения, воду подогревают до 40 – 70 °С и раствор перемешивают.

Добавку растворяют в заданном количестве воды, после чего проверяют ареометром плотность и доводят ее до заданной добавлением продукта или воды.

На бетонном заводе сначала в бетономешалку принудительного действия загружают инертные заполнители (гравий, песок) с одновременным добавлением полипропиленовой фибры, при непрерывном перемешивании добавляют цемент и глинопорошок. После этого добавляют воду и добавку ЛСТ. Бентонитовая глина вводится в смесь ГЦБ в виде порошка, имеющего допустимую заводскую влажность до 12 %.

После введения всех компонентов смесь перемешивают до получения однородной массы не менее 3 минут.

Полученную смесь ГЦБ выгружают в автобетоносмеситель. При непрерывном вращении емкости автобетоносмесителя, в такой же последовательности готовят и загружают в него следующие порции ГЦБ.

При транспортировке к месту укладки, смесь ГЦБ необходимо непрерывно перемешивать в автобетоносмесителе. При транспортировании смеси при отрицательных температурах наружного воздуха смесительный барабан должен быть утеплен с помощью теплоизоляционных материалов. Температура смеси при выгрузке ее в сваю должна быть не ниже 5 С.

Смесь ГЦБ запрещается разбавлять водой.

### 8.3.4 Бетонирование скважин

Если после бурения скважины прошло более 2 часов, то перед спуском в скважину бетонолитной трубы еще раз промеряется отметка дна скважины.

Если глубина скважины оказалась меньше, чем измеренная после окончания бурения, то ковшевым буром следует произвести дополнительную зачистку забоя скважины.

Подготовка скважины к бетонированию включает:

- измерение и занесение в журнал отметки забоя скважины;
- подготовку строп для перемещения звеньев бетонолитной и обсадной трубы.

Сборку звеньев бетонолитной трубы, состоящей из звеньев длиной 1,0 м и 2,0 м с внутренним диаметром 250 мм, в колонну и спуск ее в скважину с помощью лебедки буровой установки. Низ колонны из звеньев бетонолитной трубы устанавливается на 30-50 см выше забоя скважины, при этом верх приемной воронки находится на уровне обсадной трубы. К приемной воронке с наружной стороны следует прикрепить вибратор.

Установку в горловине приемной воронки разъединительного теряемого клапана-пробки. Он должен плотно прилегать к стенкам горловины воронки.

Выше него размещается съемный клапан с тросом, удерживающий первую порцию ГЦБ смеси в воронке в момент ее заполнения.

Бетонирование начинается с полного заполнения приемной воронки ГЦБ смесью и выдергивание буровым станком съемного клапана. Клапан-пробка должен свободно проходить в бетонолитной трубе под воздействием веса ГЦБ смеси и обеспечить вытеснение воды из бетонолитной трубы в начале бетонирования.

Подачу ГЦБ из автобетоносмесителя следует производить непрерывно с интенсивностью, обеспечивающей наличие в приемной воронке глиноцементобетона до полной разгрузки автобетоносмесителя.

По окончании выгрузки смеси из каждого автобетоносмесителя в скважину необходимо выполнить замер уровня ГЦБ, для определения выгружаемого объема в эту скважину.

После укладки  $12 \text{ м}^3$  ГЦБ в каждую скважину следует начинать демонтаж одной обсадной трубы и затем 1-2 звеньев бетонолитной трубы. Перед каждым демонтажем звеньев труб выполняется замер расстояния от верха обсадной колонны до поверхности глиноцементобетона в свае. Результат заносится в журнал бетонирования скважин.

При демонтаже каждого звена обсадной трубы 4 м следует учитывать, что уровень ГЦБ в ней будет уменьшаться на 0,6-0,7 м, в аномальных случаях и на большую глубину. При этом необходимо, чтобы нижний конец бетонолитной трубы всегда был ниже уровня глиноцементобетона в скважине не менее 2 м.

При заполнении сваи ГЦБ смесью происходит подъем воды в обсадной трубе, а затем и излив ее на поверхность. Для исключения излива воды на площадку следует откачивать воду из обсадной колонны в нижний бьеф.

Извлечение обсадных труб из скважин должно производиться с обязательным вращением.

Бетонирование скважины прекращается, когда уровень ГЦБ превышает отметку форшахты на 0,5-0,7 м, после чего из скважины извлекается последняя секция бетонолитной трубы и обсадной колонны.

После завершения бетонирования каждой скважины, ее следует закрыть щитом или поставить ограждение на срок не менее 1 суток. При отрицательных температурах дополнительно утеплить.

Закупоривание бетонолитной трубы устраняется путем ее встряхивания или включения вибратора, расположенного в основании воронки. Можно использовать оба способа одновременно.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На первом этапе на основе гидрологических данных, были рассчитаны гидрографы маловодного и средневодного года, построены кривые обеспеченности.

На втором этапе в ходе водно-энергетических расчетов по энергосистеме и гидрологии была рассчитана установленная мощность Ишимбайской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{уст}^{ГЭС} = 285$  МВт. Ишимбайская ГЭС будет работать в базовой части графика. Определены отметки НПУ = 155,00 и УМО = 146,55. Полезный объем воды в водохранилище при данных отметках равен 9,2 км<sup>3</sup>. Среднегодовая выработка составила 2,46 млрд. кВт·ч.

По имеющимся данным был подобран вариант с тремя гидроагрегатами с поворотно-лопастными диагональными турбинами с диаметром рабочих колес 5,3 м (ПЛД60– В60°).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной диагональной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-40.

В данной работе была запроектирована водосливная плотина на нескальном основании. Имея в основании глину, был назначен подземный контур, состоящий из анкерного понура, фундаментной плиты, горизонтального и вертикального дренажа для отвода воды в нижний бьеф. Плотина высотой 59 м является сооружением I класса капитальности отвечает основным расчетным требованиям и стандартным параметрам.

В результате расчетов приняты основные размеры водосливной плотины:

- отметка гребня водосливной плотины –148 м;
- число водосливных отверстий –5;
- ширина подошвы – 80,4 м;
- отметка подошвы –89 м;
- отметка гребня быка –163 м;
- ширина разрезного быка 4 м;
- ширина водосливного фронта – 80 м;
- ширина по гребню плотины – 53 м;
- анкерный понур длиной 53,25 м и толщиной на концевом участке 0,5 м, а в месте примыкания с плотиной 2 м, пригруженный двумя метрами грунта;
- галереи в теле плотины для сбора и отвода воды в НБ.

В качестве гасителя энергии потока были рассчитаны две водобойные стенки. Для гашения остаточной энергии устроена рисберма длиной 50 м, концевой участок рисбермы выполнен в виде ковша. Плиты рисбермы расположены в шахматном порядке.

Приняты две продольные смотровые галереи высотой 3,5 м и шириной 2 м. Расположены на удалении от напорной грани 4 м и находятся на отметках 107 и 131 м.

Плотина удовлетворяет условию прочности (в частности отсутствие растягивающих напряжений, а также наличие сжимающих напряжений, не превосходящих пределов прочности на сжатие материала плотины – бетон В20).

Противофильтрационный элемент «стена в грунте» из глиноцементбетона, выполненный на глинистом основании и в насыпных грунтах песчано-гравийных тела плотины Ишимбайской ГЭС, соответствует требованиям проекта и обеспечивает противофильтрационную способность плотины к приему максимального напора.

Экономическая оценка показала, что проект «Ишимбайская ГЭС на реке Белая» экономически оправдан.

Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 300 месяцев (25 лет), а период окупаемости – 70 месяцев (5,83 лет).

Себестоимость электроэнергии составляет 0,15 руб/кВт·ч. Удельные капиталовложения 97704 руб/кВт.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП58.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. ФГУП ЦПП, 2012.
2. Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982.
3. Справочник по гидравлическим расчетам. Под редакцией П. Г. Киселева. Изд. 4-е, переработ. и доп. М., «Энергия», 1972. - 312 с
4. Тернов А.Ф. Методические указания к выполнению курсовой работы: Гидравлический расчет водосливной плотины. СШФ КГТУ, Саяногорск, 2004.
5. СП 23.13330.2011 – Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. ИСПОЛНИТЕЛЬ — ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева» 2011.
6. СП 38.13330.2018 – Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с.
7. СП 40.13330.2012 – Плотины бетонные и железобетонные.- М.: 2004.
8. Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов: Проектирование бетонной водосливной плотины на нескальном основании в составе комплексного гидроузла. Новосибирск 2006.-63с
9. СП 41.13330.2012 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР.1988. – 32с.
10. СП 39.13330.2012 – Плотины из грунтовых материалов. –М.ФГУП ЦПП, 2004.
11. СП 100.13330.2016 – Мелиоративные системы и сооружения. Актуализация выполнена авторским коллективом ФГБНУ "РосНИИПМ": д-р техн. наук, проф., акад. РАН В.Н. Щедрин, докт. техн. наук, доц. С.М. Васильев, канд. техн. наук В.В. Слабунов, канд. с.-х. наук О.В. Воеводин, канд. техн. наук А.С. Штанько, канд. техн. наук А.В. Акопян, канд. техн. наук А.Л. Кожанов, канд. техн. наук С.Л. Жук. 2017.
12. Научно-техническая информация «обоснование варианта строительства русловой земляной плотины с противофильтрационным элементом из буросекущихся глиноцементобетонных свай. Проведение полевых и лабораторных научно-исследовательских работ по подбору составов залечивающего слоя ГЦБ диафрагмы русловой плотины(исследование песчаного грунта(м/р 5)), 1352-10-12т-НИР, ОАО «Ленгидропроект»;
13. Малышев Л.И., Шишов И.Н., Кудрин К.П., Бардюков В.Г. Технические решения и результаты первоочередных работ по сооружению противофильтрационной стены в грунте в ядре и в основании плотины Курейской ГЭС // Гидротехническое строительство. 2001. №3. С. 31–36.
14. Выбор состава глиноцементобетона при создании стены в грунте ГТС. Рассказов Л.Н. Радзинский 2014 №3 стр. 11-23.



15. Рассказов Л.Н., Джха Дж. Деформируемость и прочность грунта при расчете высоких грунтовых плотин // Гидротехническое строительство. 1997. №7. С. 31–36.

16. Новое в создании противофильтрационных элементов в теле грунтовой плотины – ГТС. Королев В.М. Смирнов О.Е. Аргал Э.С. – 2013 №8 стр.2-9.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А.  
Андрьяс

подпись инициалы, фамилия

«02» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство

код - наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИШИМБАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.  
ВОЗВЕДЕНИЕ ДИАФРАГМЫ В ТЕЛЕ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ  
МЕТОДОМ БУРОНАБИВНЫХ СВАЙ «СТЕНА В ГРУНТЕ»**

тема

Руководитель

 4.07.2020  
подпись, дата

ст. преподаватель  
должность, ученая степень

К.Ю. Мосин  
инициалы, фамилия

Выпускник

           
подпись, дата


Р.Г. Блажнов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ишимбайской ГЭС на реке Белая. Возведение диафрагмы в теле грунтовой плотины методом буронабивных свай «стена в грунте»

Консультанты по разделам:


Консультант руководителя

 4.07.2020 К.Ю. Мосин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

 4.07.2020 А.А. Кузнецов  
подпись, дата инициалы, фамилия

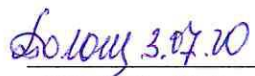
Основное и вспомогательное оборудование

 02.07.20 А.В. Масленникова  
подпись, дата инициалы, фамилия


Компоновка и сооружения гидроузла

 03.07.20 Н.П. Ульянова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ

 3.07.20 Т.Ю. Толошинова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

 29.07.20 В.Б. Затеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 3.07.20 В.А. Кадычegov  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

 02.07.20 В.В. Лапасова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 02.07.20 А.А. Чабанова  
подпись, дата инициалы, фамилия