

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

В.Б. Затеев

инициалы, фамилия

«16» 03 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Голованову Михаилу Васильевичу.

Группа СБ13-01. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Учурского гидроузла на реке Учур. Организация натуральных наблюдений за состоянием каскада грунтовых плотин».

Утверждена приказом по университету № 47/17-С от 16 марта 2017 г.

Руководитель ВКР Е.Ю. Затеева.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Организация и производство гидротехнических работ; 5) Компонировка и сооружения гидроузла; 6) Охрана труда. Мероприятия по охране окружающей среды; 7) Техничко-экономические показатели; 8) Организация натуральных наблюдений за состоянием каскада грунтовых плотин.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Учурской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Учурской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Учурской ГЭС; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Учурской ГЭС; строительный генеральный план Учурской ГЭС; этапы возведения сооружений; Сводный календарный план строительства ; основные технико-экономические показатели строительства Учурской ГЭС.

Руководитель ВКР

  
подпись

Е.Ю. Затеева

Задание принял к исполнению

  
подпись

М.В. Голованов

« 17 » 06 2017 г.

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев  
«17» 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**08.03.01- Строительство**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УЧУРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ УЧУР.  
ОРГАНИЗАЦИЯ НАТУРНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА СОСТОЯНИЕМ  
КАСКАДА ГРУНТОВЫХ ПЛОТИН**

Руководитель   
подпись, дата

Е.Ю.Затеева

Выпускник   
подпись, дата

М.В.Голованов

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме: Проектирование Учурского гидроузла на реке Учур. Организация натуральных наблюдений за состоянием каскада грунтовых плотин.

Консультанты  
по разделам:

<u>Общая часть</u>	 17.06.17 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u>
<u>Водно-энергетические расчеты</u>	 17.06.17 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u>
<u>Выбор основного и вспомогательного оборудования</u>	 16.06.17 подпись, дата	<u>А.В.Масленникова</u>
<u>Технология ГТС</u>	 14.06.17. подпись, дата	<u>Н.А. Эклер</u>
<u>Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений</u>	 13.06.17 подпись, дата	<u>Н.С. Пермякова</u>
<u>Мероприятия по охране природы</u>	 15.06.17 подпись, дата	<u>В.А.Кадычegov</u>
<u>Технико-экономические показатели</u>	 16.06.17 подпись, дата	<u>В.В.Лапасова</u>
<u>Спецвопрос</u>	 17.06.17 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u>
<u>Нормоконтролер</u>	 21.06.17 подпись, дата	<u>А.А.Чабанова</u>

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Учурского гидроузла .....	6
Введение.....	8
1 Сведения о районе строительства.....	9
1.1. Природные условия и исходные данные .....	9
2 Водозаэнергетический расчет .....	10
2.1 Выбор маловодного и средневодного года .....	10
2.2 Построение кривых связей верхнего и нижнего бьефа .....	12
2.3 Водозаэнергетический расчет.....	15
2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы .....	16
2.5 Баланс энергии .....	19
2.6 Построения интегральных кривых нагрузки .....	21
2.7 Баланс мощности.....	23
2.8 Выбор установленной мощности проектируемой ГЭС .....	24
2.9 Режимное поле.....	25
3 Выбор оборудования.....	26
3.1 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу 30	
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы .....	30
3.3 Работа одного агрегата при $N_{max}$ и расчетной мощности .....	31
3.4 Работа одного агрегата при $N_p$ и расчетной мощности.....	31
3.5 Работа одного агрегата при $N_{min}$ и расчетной мощности.....	32
3.6 Определение заглубления рабочего колеса.....	32
3.7 Расчёта спиральной камеры по закону $v_{уг} = const$ . .....	33
3.8 Выбор типа маслонапорной установки и системы регулирования гидроагрегатов ГЭС .....	37
3.9 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	37
4 Организация строительства.....	39
4.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах .....	39
4.2 Первый этап .....	39
4.3 Расчет перемычек первой очереди с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло .....	40
4.3 Определяем тип и конструкцию перемычек. ....	41
4.4 Осушение котлована 1-й очереди.....	43
4.5 Разработка котлована под водосливную плотину .....	44
4.6 Расчет пропуска расчетного строительного расхода через глубинные отверстия на втором этапе.....	45
4.7 Второй этап.....	46
4.8 Разработка котлована под станционную платину. ....	46
4.9 Осушение котлована 2-й очереди.....	47
4.10 Третий этап .....	47
4.11 Бетонные работы в подводной части здания ГЭС.....	47

4.12	Четвертый этап .....	49
4.13	Пятый этап .....	49
5	Компоновка и сооружения гидроузла .....	51
5.1	Определения отметки гребня бетонной плотины .....	51
5.2	Гидравлический расчет.....	53
5.3	Определение ширины водосливного фронта .....	54
5.4	Определение отметки гребня водослива .....	55
5.5	Проверка на пропуск проверочного расхода при поверочном расчетном случае.....	57
5.6	Построение профиля водослива Кригера-Офицера .....	58
5.7	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	59
5.8	Выбор и расчет гасителей энергии в нижнем бьефе .....	60
5.9	Конструирование основных элементов плотины .....	63
5.10	Выбор схемы и определение размеров элементов подземного контура плотины .....	64
5.11	Назначение размеров быков.....	65
5.12	Разрезка плотины швами.....	66
5.13	Устой .....	67
5.14	Галереи в теле плотины.....	67
5.15	Дренаж тела бетонных плотин. ....	67
5.16	Фильтрационный расчет подземного контура.....	68
5.17	Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании. ....	68
5.18	Статическиерасчетыплотины.....	70
5.19	Расчет прочности плотины.....	77
5.20	Оценка прочности плотины .....	82
5.21	Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию.....	83
6	Охрана труда и противопожарной безопасности. Мероприятия по охране окружающей среды .....	85
6.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	85
6.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	86
6.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	88
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .	90
7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	90
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	91
7.3	Налоговые расходы.....	93
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	94
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	94
7.6	Методология, исходные данные.....	94
7.7	Коммерческая эффективность .....	95
7.8	Бюджетная эффективность .....	96

8	Организация натурных наблюдения за состоянием каскада грунтовых плотин.....	97
8.1	Цели и задачи натурных наблюдений и исследований.....	97
8.2	Состав наблюдений за каскадом грунтовых плотин .....	97
8.3	Измерение осадки.....	98
8.4	Фильтрационный режим .....	99
8.5	Температурный режим .....	99
8.6	Визуальные наблюдения .....	100
8.7	Приборы и способы наблюдений за каскадом грунтовых плотин.	102
8.8	Обработка полученных данных и наблюдений. ....	103
	Заключение .....	104
	Список использованных источников.....	105
	Приложение А.....	107
	Приложение Б.....	108
	Приложение В.....	109
	Приложение Г.....	110
	Приложение Д.....	111
	Приложение Е.....	112



## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УЧУРСКОГО ГИДРОУЗЛА

Наименование гидроузла: Учурский гидроузел на реке Учур,

Местонахождение ГЭС: Якутия,

Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 1258 м<sup>3</sup>/с,

б) всех турбин 972 м<sup>3</sup>/с,

в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 10424 м<sup>3</sup>/с,

г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 11903 м<sup>3</sup>/с.

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока годовой,

б) отметки: НПУ 490 м; УМО 464 м,

в) объем водохранилища: полный 32 км<sup>3</sup>; полезный 15,3 км<sup>3</sup>.

Напоры ГЭС:

а) максимальный 103 м,

б) расчетный 97 м,

в) минимальный 78 м.

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 1125 МВт; гарантированная 906 МВт,

б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 8980,8 млн.кВт.ч.,

в) число часов использования установленной мощности 5040 час.

Плотины:

а) гравитационная водосливная материал бетон,

б) левобережная гравитационная глухая материал бетон,

в) центральная гравитационная глухая материал бетон,

г) станционная русловая гравитационная материал бетон,

д) правобережная гравитационная глухая материал бетон,

е) общая длина 738м, максимальная высота 125,4м.

Водосбросные сооружения:

а) гашение энергии по типу свободно отброшенной струи с носка трамплина,

б) число пролетов 5 отверстия,

в) общая длина 106м.

Здание ГЭС:

а) тип здания русловое; число агрегатов 4,

б) размер: общая длина 96 м, ширина 24 м.

Основное оборудование:



- а) тип турбины PO 115-B-600,
- б) тип генератора ВГС 1190/215 – 48,
- в) частота вращения 125 об/мин.

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 6,5 лет,
- б) себестоимость энергии 0,19 коп/кВт ч.,
- в) удельные капиталовложения 75314,1 руб/Квт.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Наша страна обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов ( 50%) , в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно. Поэтому этому вопросу следует уделять пристальное внимание и развивать эту отрасль современной энергетики.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

## 1 Сведения о районе строительства

### 1.1. Природные условия и исходные данные

Проектируемый гидроузел располагается на реке Учур, которая протекает по Якутии и Хабаровскому краю правый реки Алдан. Ее притоки: Эльгекян, Чюльбю, Чагдала, Онне, Юна, Дююкан и др.

Питание реки снеговое. Длина реки – 812 м, площадь водосбора – 113000 км<sup>2</sup>. Характер течения: в верховьях – предгорный, в среднем и нижнем течении – равнинный. Максимальный расход воды  $Q_{max} = 3785 \text{ м}^3/\text{с}$ , минимальный расход  $Q_{min} = 936 \text{ м}^3/\text{с}$ , среднегодовой расход  $Q_{cp} = 1135 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь в Якутии — зимние месяцы. Разница температур самого холодного месяца — января и самого тёплого — июля составляет 70—75 градусов. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях до  $-70 \text{ C}$ ) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) республика не имеет аналогов в Северном полушарии. Абсолютный минимум температуры практически везде в республике ниже  $-50$  градусов.

Преобладающее направление ветра западное и юго-западное. Скорость ветра при 2% обеспеченности  $v_w = 14 \text{ м/с}$ , при 20% обеспеченности  $v_w = 12 \text{ м/с}$ .

Створ гидроузла характеризуется относительной шириной  $\frac{l_{ch}}{h} = \frac{758}{115} = 6,6$ , и является симметричным.

В основании русла залегает диабаз, является одной из самых плотных, твёрдых и прочных пород. Плотность диабаз — 2790 кг/м<sup>3</sup>, прочность на сжатие до 400 МПа.

Проектируемый речной гидроузел имеет энергетическое назначение. В его составе проектируется бетонная водосливная плотина, глухие бетонные плотины и гидроэлектростанция приплотинного типа с монтажной площадкой.

Задачей проектирования является определение взаимного расположения сооружений гидроузла, их параметров, типа гасителей энергии сбрасываемого потока воды с гребня водосливной плотины, состав подземного контура и размеры его элементов.

## 2 Водознергетический расчет

### 2.1 Выбор маловодного и средневодного года

Суммарные потери расходов воды показаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1–Потери расходов

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q90%	106	87	82	78	1410	3358	2505	1892	1051	156	147	106
Q вкх	377	377	377	754	754	754	754	754	754	754	377	377
Qф	2	2	2	2	28	67	50	38	21	3	3	2
Qисп						1	2	1	1	1		
Qлед	4	2	1	-5	-8						1	3
Суммарные потери	6	3	2	-4	21	68	52	39	22	4	4	5
Q полезная бытовая	99	84	80	82	1390	3289	2453	1853	1029	151	143	100

По данным гидрологического ряда находи маловодный Q90% и средневодный год Q50% таблице 2.2

Таблица 2.2 - Ранжированные значения

Номер	P%	Годы	$\bar{Q}_{год}$	Годы	$\bar{Q}_n$	Годы	$\bar{Q}_m$
1	1,960784	1968	1680	1968	3787,4	1933	204
2	3,921569	1931	1677	1931	3774	1970	200
3	5,882353	1933	1674	1933	3732	1934	187
4	7,843137	1970	1670	1970	3728	1971	184
5	9,803922	1960	1592	1960	3656	1931	178
6	11,76471	1967	1561	1967	3555	1945	175
7	13,72549	1949	1552	1950	3506	1968	175
8	15,68627	1950	1529	1935	3501	1949	165
9	17,64706	1935	1524	1949	3494	1932	158
10	19,60784	1957	1518	1957	3465	1969	154
11	21,56863	1929	1501	1929	3413	1955	151
12	23,52941	1966	1497	1966	3408	1939	150
13	25,4902	1927	1484	1927	3371	1928	148
14	27,45098	1930	1480	1964	3357	1926	148
15	29,41176	1964	1477	1930	3355	1963	148
16	31,37255	1932	1429	1923	3257	1947	145
17	33,33333	1923	1428	1932	3208	1951	144
18	35,29412	1969	1424	1969	3203	1956	144
19	37,2549	1952	1364	1952	3079	1965	144
20	39,21569	1937	1360	1937	3075	1930	141
21	41,17647	1956	1343	1956	3021	1948	140
22	43,13725	1945	1307	1945	2891	1952	138
23	45,09804	1934	1277	1944	2843	1927	137
24	47,05882	1971	1273	1954	2827	1936	137
25	49,01961	1944	1261	1934	2803	1967	137
26	50,98039	1954	1250	1971	2799	1929	136
27	52,94118	1947	1234	1947	2758	1937	134

Продолжение таблицы 2.2

Номер	P%	Годы	$\bar{Q}_{год}$	Годы	$\bar{Q}_n$	Годы	$\bar{Q}_m$
28	54,90196	1941	1207	1941	2710	1941	134
29	56,86275	1940	1200	1940	2699	1943	134
30	58,82353	1925	1192	1925	2677	1964	133
31	60,78431	1962	1190	1962	2676	1925	132
32	62,7451	1943	1186	1943	2659	1944	131
33	64,70588	1951	1178	1951	2626	1966	131
34	66,66667	1936	1172	1936	2621	1940	130
35	68,62745	1961	1139	1961	2564	1962	128
36	70,58824	1924	1138	1924	2556	1957	127
37	72,54902	1948	1107	1948	2460	1924	125
38	74,5098	1939	1093	1939	2414	1954	123
39	76,47059	1942	1032	1942	2324	1922	122
40	78,43137	1926	992	1926	2174	1923	122
41	80,39216	1963	990	1963	2170	1961	121
42	82,35294	1928	982	1928	2150	1959	118
43	84,31373	1965	978	1965	2146	1960	117
44	86,27451	1922	924	1922	2047	1950	116
45	88,23529	1959	920	1946	2046	1935	112
46	90,19608	1946	912	1959	2043	1942	109
47	92,15686	1953	822	1953	1822	1953	108
48	94,11765	1938	816	1938	1818	1946	102
49	96,07843	1958	699	1958	1546	1938	101
50	98,03922	1965	675	1955	1409	1958	93

Значения коэффициентов  $K_n$  и  $K_m$  представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. - Значения коэффициентов  $K_n$  и  $K_m$

	1944г		1954г	
	Q 50%	$K_n=$	0,986001	$K_n=$
$K_m=$		1,03913	$K_m=$	1,100694
Разность		-0,01257	Разность	-0,04532
Q 90%	$K_n=$	0,998729		
1946	$K_m=$	1,065826		

Расходы 50% и 90% обеспеченности представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4–Расходы 50% и 90% обеспеченности

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Q 50% 1944	90	82	77	77	2256	5330	3276	2518	835	288	185	121
расч.	94	85	80	80	2224	5255	3230	2483	823	299	192	126
	9					-237			237	-9		
Коррек	103	85	80	456	2224	5038	3230	2483	1060	290	192	126
Q	106	87	82	78	1410	3358	2505	1892	1051	156	147	106

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты (таблица. 2.5 - 2.6).

Таблица 2.5 - Расчетные гидрографы средневодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90%	99	82	77	73	1412	3362	2508	1894	1052	146	138	99
Q 50% 1944	90	82	77	77	2256	5330	3276	2518	835	288	185	121
Разность	-9	0	0	4	844	1968	768	624	-217	142	47	22

Таблица 2.6 - Расчетные гидрографы маловодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90%	103	77	77	77	2208	4451	1911	3293	2273	254	155	121
Q 50% 1954	99	82	77	73	1412	3362	2508	1894	1052	146	138	99
Разность	4	-5	0	4	796	1089	-597	1399	1221	108	17	22

График расходов 90% и 50 % обеспеченности представлен на рисунке 2.1

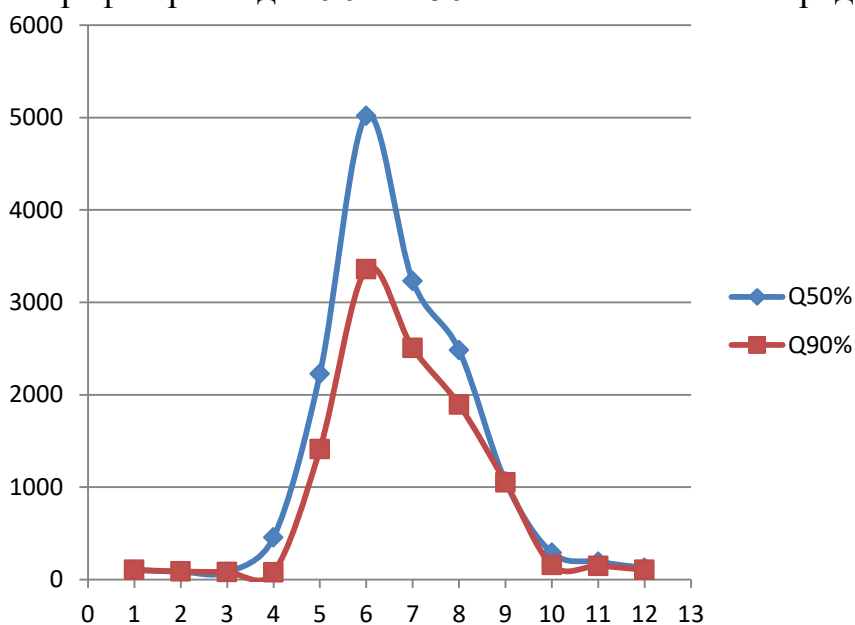


Рисунок 2.1 - График обеспеченности

## 2.2 Построение кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Исходные данные  $Z_{н.б.}$ ,  $Z_{в.б.}$ ,  $V_{м3} / с$  получили из курса “Инженерные изыскания для строительства ГТС” выполняя расчетно графические задания в программе AutoCAD

Выполнил построения  $Z_{вб} = f(V)$  и  $Z_{нб} = f(Q)$  на миллиметровой бумаге.

Построение  $Z_{вб} = f(V)$  и расчёт в Excel:

Заносим значения.  $Z_{в.б} V_{м3/с}$  в эксель и строим график  $Z_{в.б} = f(V)$  (рис.2.2). На построенном графике добавляем линию тренда в виде полиномиальной линии 4-ой степени. Получаем уравнение линии и используем его для расчёта.

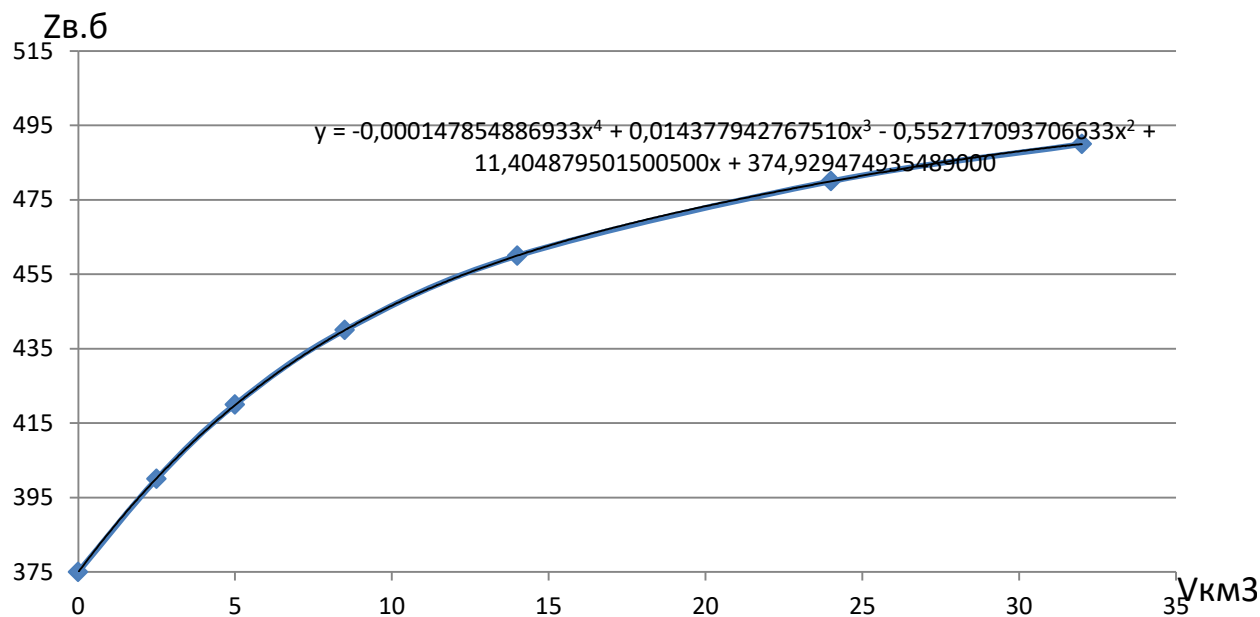


Рисунок 2.2 - Кривая связи  $Z_{в.б} = f(V)$

Построение  $Z_{н.б} = f(Q_{лет})$  и  $Z_{н.б} = f(Q_{зим})$  и расчёт в Excel:(таблица 2.7- 2.9)  
 Заносим значения.  $Z_{н.б} Q_{лет}$  и  $Z_{н.б} Q_{зим}$  в эксель и строим график  $Z_{н.б} = f(Q_{лет})$  и  $Z_{н.б} = f(Q_{зим})$ (Рис 2.3- 2.4). На построенном графике добавляем линию тренда в виде полиномиальной линии 6-ой степени. Получаем уравнение линии и используем его для расчёта.

Таблица 2.7 - Результаты расчётов

$V_{км^3}$	Zв.б	Excel	$\sigma$
0	375	374,93	0,07
2,5	400	400,01	0,01
5	420	419,94	0,06
8,5	440	440,00	0
14	460	460,04	0,04
24	480	479,99	0,01
32	490	490,00	0



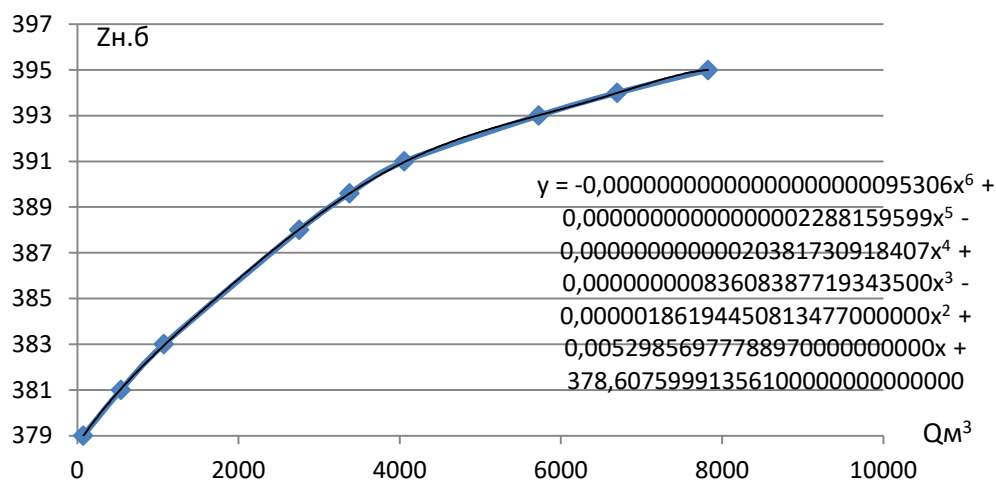


Рисунок 2.3 - Кривая связи  $Z_{нб} = f(Q_{лет})$

Таблица 2.8 - Результаты расчётов

$Q_{м³/с}$	$Z_{нб}, м³$	Excel	$\sigma$
73	379	378,98	0,02
542	381	381,05	0,05
1076	383	382,95	0,05
2755	388	388,03	0,03
3379	389,6	389,60	0
4060	391	390,98	0,02
5725	393	393,02	0,02
6700	394	393,99	0,01
7826	395	395,00	0

Расчеты для  $Z_{нб} = f(Q_{зим})$  (таблица 2.9)

Таблица 2.9 - Результаты расчётов

$Q_{м³/с}$	$Z_{нб}, м³$	Excel	$\sigma$
37	379	378,99	0,01
271	381	381,03	0,03
538	383	382,97	0,03
1378	387	387,03	0,03
1670	388	387,98	0,02
2030	389	389,00	0
2863	391	391,01	0,01
3350	392	392,00	0
3913	393	393,00	0

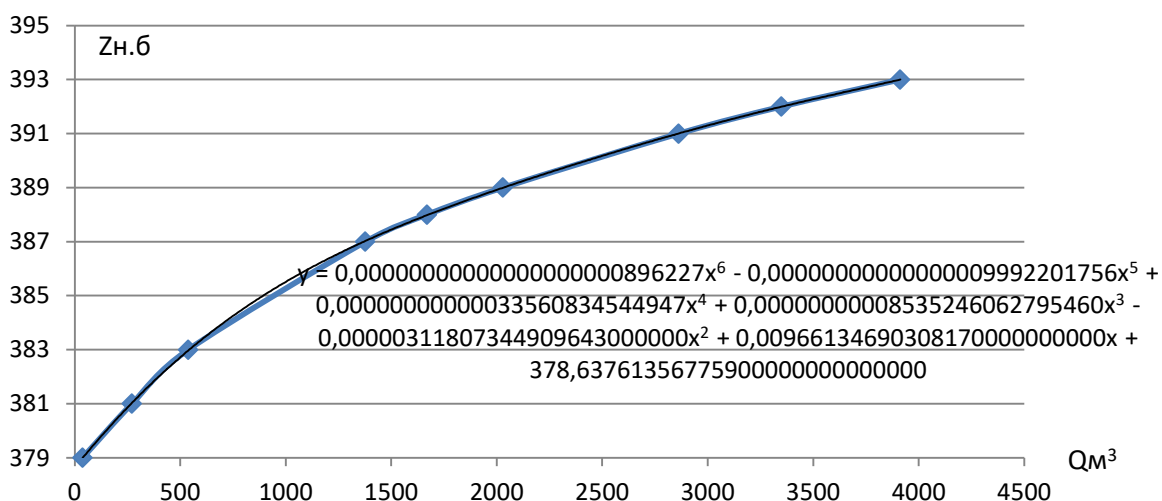


Рисунок 2.4  $-Z_{нб} = f(Q_{зим})$

### 2.3 Водноэнергетический расчет.

Полученная разность  $\Sigma N_{водот} - N_{вхк}$ . (таблица 2.10-2.11) это приток воды в период половодья. Которую мы раскидываем на месяца в которых межень и тем самым компенсируем недостаток воды в период межени.

Таблица 2.10 - Режим работы ГЭС по водотоку

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Qполезн быт	99	84	80	82	1390	3289	2453	1853	1029	151	143	100	
Zвб.	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	
Zнб.	383	383	383	383	381	381	381	381	381	383	383	383	
H	96	96	96	96	98	98	98	98	98	96	96	96	
Nводот	86	73	69	71	1227	2904	2165	1636	908	131	124	87	$\Sigma 9481$

Таблица 2.11 - Работа ГЭС с учетом требований ВХК

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Qполезн быт	377	377	377	754	754	754	754	754	754	754	377	377	
Zвб.	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	
Zнб.	383	383	383	383	381	381	381	381	381	383	383	383	
H	96	96	96	96	98	98	98	98	98	96	96	96	
Nвхк.	327	327	327	654	666	666	666	666	666	654	327	327	$\Sigma 6270$
Nводот- Nвхк.	-241	254	258	583	561	2238	1500	970	242	522	203	240	$\Sigma 3210$

## 2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

ГЭС находится в замкнутой системе (Якутия) расчет ведется по методичке

Значения взятые по методичке:  $\beta_{лет} = 0,78; \beta_{зим} = 0,74; \alpha_{лет} = 0,58$  (таблица 2.12)

На дальнейшее развития региона задаём максимальную мощность по региону  $P_{макс} = 2000$

Таблица 2.12 - Суточная нагрузка

т час	Зима	Рзима	Лето	Рлето
1	0,5672	1134	0,591	686
2	0,467	934	0,5456	633
3	0,454	908	0,5116	593
4	0,4358	872	0,494	573
5	0,4358	872	0,494	573
6	0,454	908	0,494	573
7	0,5052	1010	0,516	599
8	0,647	1294	0,648	752
9	0,814	1628	0,78256	908
10	0,924	1848	0,8365	970
11	0,896	1792	1	1160
12	0,8198	1640	0,9345	1084
13	0,76898	1538	0,879	1020
14	0,7787	1557	0,9026	1047
15	0,8455	1691	0,9466	1098
16	0,8058	1612	0,9046	1049
17	0,8008	1602	0,84806	984
18	0,974	1948	0,912	1058
19	1	2000	0,89	1032
20	0,9508	1902	0,8586	996
21	0,935	1870	0,8685	1007
22	0,8988	1798	0,783	908
23	0,80092	1602	0,9356	1085
24	0,647	1294	0,79256	919
	Рср.зим.=1616	Рср.лет.=977		

Для расчета.Рср. используем следующие формулы:

$$P_{ср.} = a + b * \cos\left(\left(30 * n - 15\right) * \left(\frac{3,14}{180}\right)\right) \quad (2.1)$$

$$a = (P_{ср.зим.} + P_{ср.лет.}) / 2 \quad (2.2)$$

$$b = (P_{ср.зим.} - P_{ср.лет.}) / 2 \quad (2.3)$$

По последнему столбцу таблицы 2.13 строим график нагрузки для лета (рис.2.5).

Таблица 2.13 -Рср. месячная

Мес.	Рср.
1	1605
2	1522
3	1379
4	1213
5	1070
6	987
7	987
8	1069
9	1212
10	1378
11	1522
12	1605

**Рср.**

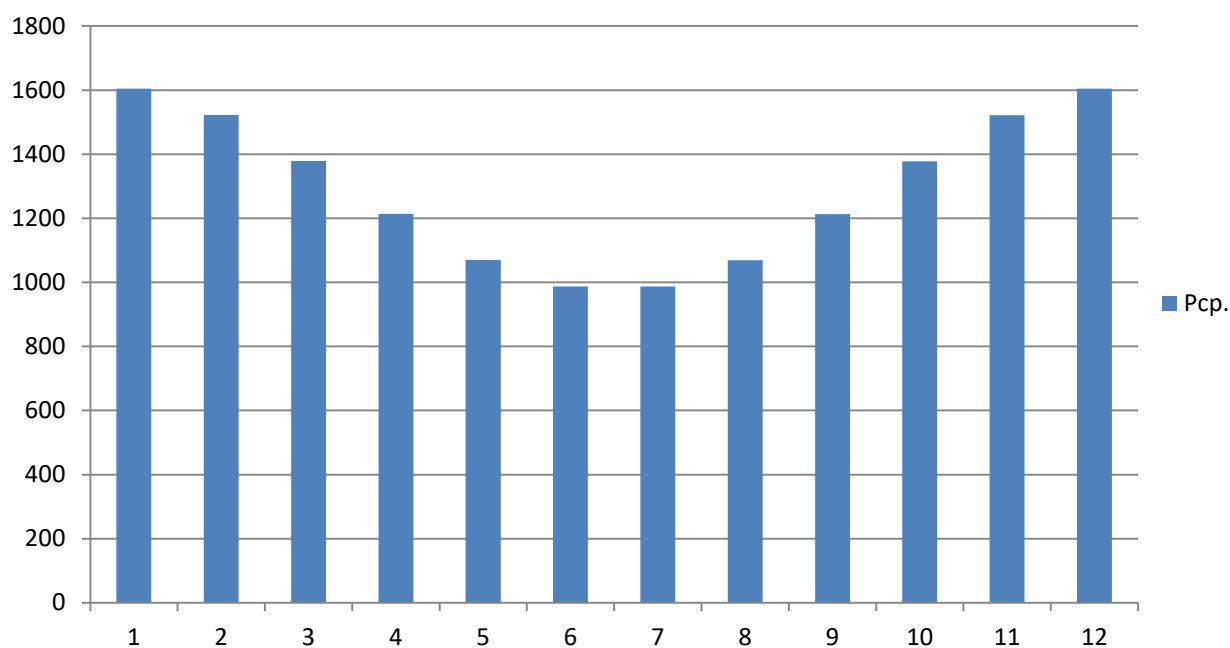


Рисунок 2.5 -Рср. месячная

Для расчета  $R_{\max}$  используем следующие формулы:

$$R_{\max} = a + b * \cos \left( (30 * n - 15) * \left( \frac{3,14}{180} \right) \right) \quad (2.4)$$

$$a = (R_{\max.зим.} + R_{\max.лет.}) / 2 \quad (2.5)$$

$$\bar{b} = (P_{\text{макс.зим.}} - P_{\text{макс.лет.}}) / 2 \quad (2.6)$$

По последнему столбцу таблицы 2.14 строим график нагрузки для зимы (рис 2.6).

Таблица 2.14 - P<sub>макс.</sub> месячная

Мес.	P <sub>макс.</sub>
1	2184
2	2065
3	1858
4	1619
5	1412
6	1292
7	1292
8	1411
9	1617
10	1856
11	2064
12	2184

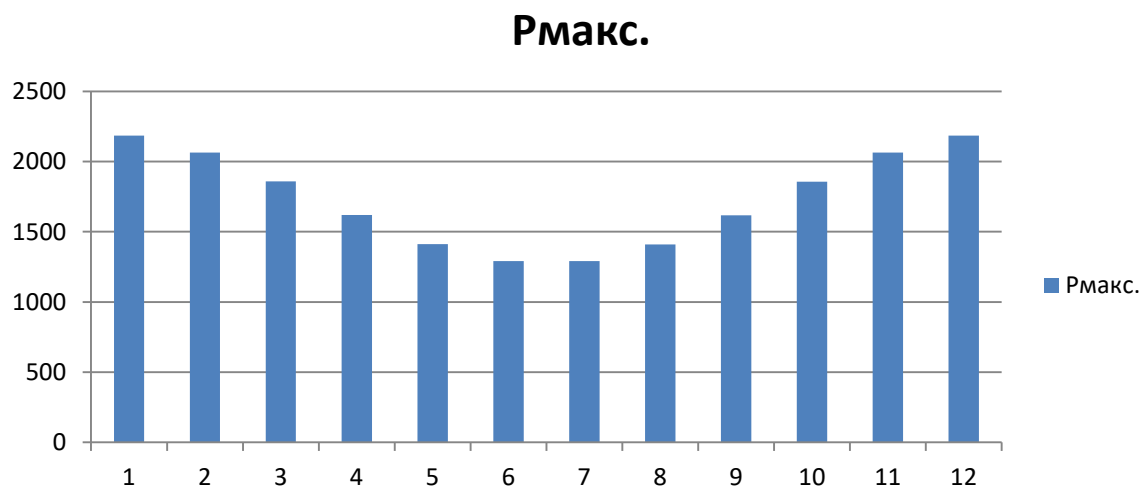


Рисунок 2.6 - P<sub>макс.</sub> месячная

В Якутии находится Вилюйская ГЭС  
Находим ее средне годовую выработку  $\mathcal{E} = 2,71$  млрд. кВт·ч

$$N_{\text{сут. гэс}} = \frac{\mathcal{E}}{365 * 24} = \frac{2710000}{365 * 24} = 310 \quad (2.8)$$

Предположим что летом -10%  $N_{\text{сут. гэс}} = 278$

Предположим что зимой +10%  $N_{\text{сут. гэс}} = 340$

Промежуточные значения считаем по формуле :

$$N_{\text{сут. гэс}} = a + b * \cos \left( (30 * n - 15) * \left( \frac{3,14}{180} \right) \right) \quad (2.9)$$

где  $a = (340 + 278) / 2$

$b = (340 - 278) / 2$

n- номер месяца

Данные полученные в ходе расчета заносив таблицу 2.15.

Таблица 2.15 -Существующая ГЭС

Мес.	$N_{\text{Гар.}}^{\text{Сущ}}$ МВт
1	339
2	331
3	317
4	301
5	287
6	279
7	279
8	287
9	301
10	317
11	331
12	339

## 2.5 Баланс энергии

По данным таблицы 2.16 строим график (рис.2.7).

Таблица 2.16 - Баланс энергии

Построение Графика				
Месяц	$N_{\text{гэс}}$	$N_{\text{ВКХ}}$	$N_{\text{сущ}}$	$N_{\text{водт}}$
1	939	327	339	86
2	864	327	331	73
3	735	327	317	69
4	258	654	301	71
5	117	666	287	-1110
6	42	666	279	-2862
7	42	666	279	-2123
8	116	666	287	-1520
9	245	666	301	-663
10	407	654	317	131
11	864	327	331	124
12	939	327	339	87

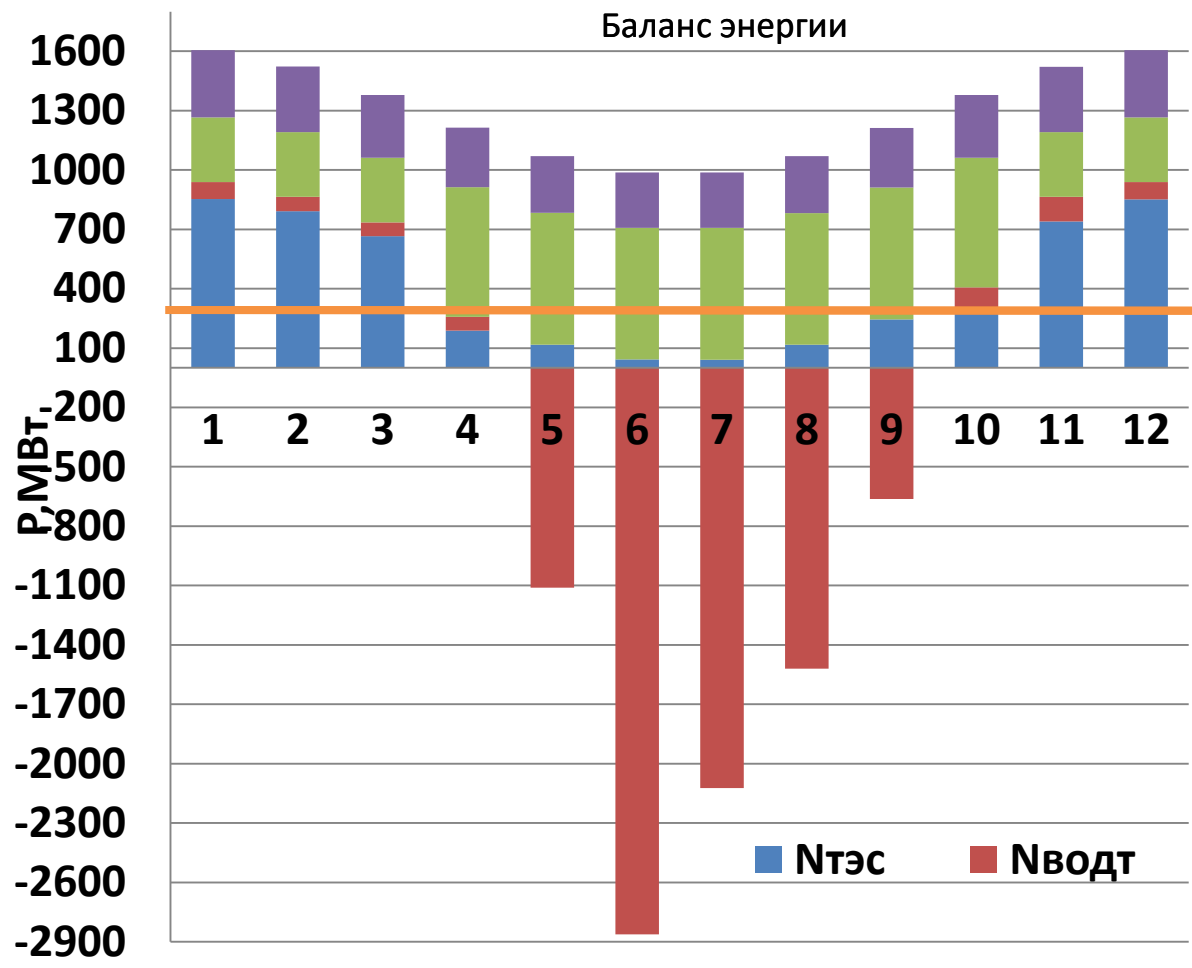


Рисунок 2.7 - Баланс энергии

По данным таблиц (см. приложение А-Б) строим график сработки и наполнения водохранилища (рис 2.8)

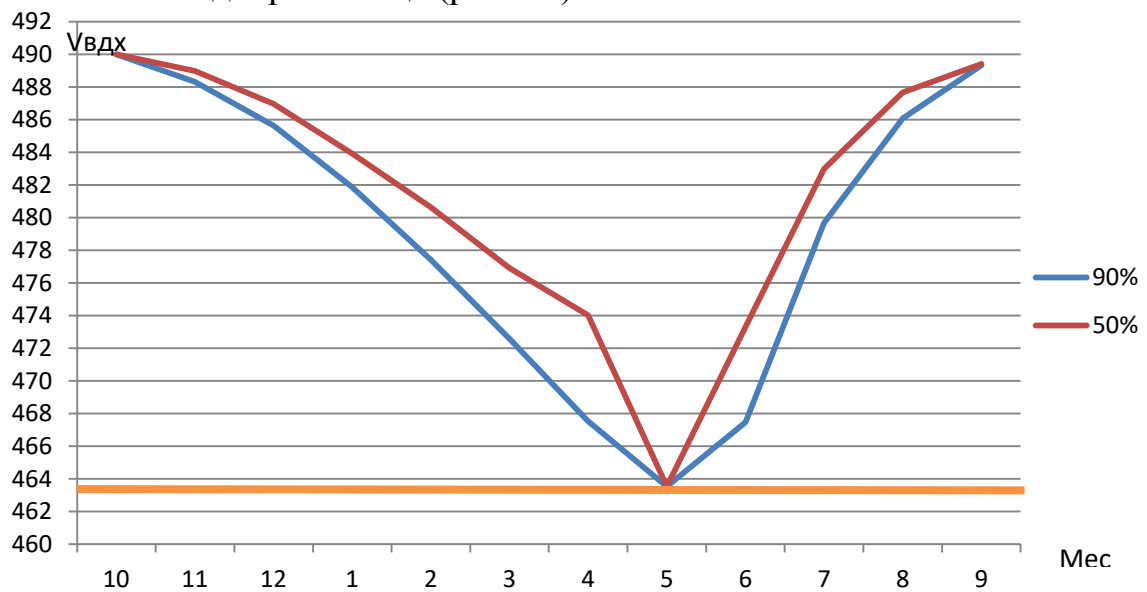


Рисунок 2.8 - Сработка и наполнение водохранилища



## 2.6 Построения интегральных кривых нагрузки

По данным таблицы 2.17-2.19 строим интегральные кривые нагрузки зима (см. приложение Г).

Таблица 2.17 - Построение интегральных кривых

Зима						Лето					
$P_t^3$ , МВт	$DP_t^3$ , МВт	Dt, ч	DЭ, МВт.ч	$P_S^3$ , МВт	$\mathcal{E}_s$ , МВт.ч	$P_t^л$ , МВт	$DP_t^л$ , МВт	Dt, ч	DЭ, МВт.ч	$P_S^л$ , МВт	$\mathcal{E}_s$ , МВт.ч
2200	57	1	57	57	57	1276	68	1	68	68	68
2143	51	2	102	108	159	1208	14	2	28	82	96
2092	35	3	105	143	264	1194	2	3	6	84	102
2057	24	4	96	167	360	1192	28	4	112	112	214
2033	56	5	280	223	640	1164	10	5	50	122	264
1977	6	6	36	229	676	1154	2	6	12	124	276
1971	111	7	777	340	1453	1152	16	7	112	140	388
1860	56	8	448	396	1901	1136	14	8	112	154	500
1804	13	9	117	409	2018	1122	14	9	126	168	626
1791	18	10	180	427	2198	1108	12	10	120	180	746
1773	11	11	121	438	2319	1096	14	11	154	194	900
1762	0	12	0	438	2319	1082	15	12	180	209	1080
1762	49	13	637	487	2956	1067	56	13	728	265	1808
1713	21	14	294	508	3250	1011	12	14	168	277	1976
1692	269	15	4035	777	7285	999	0	15	0	277	1976
1423	0	16	0	777	7285	999	172	16	2752	449	4728
1423	175	17	2975	952	10260	827	73	17	1241	522	5969
1248	137	18	2466	1089	12726	754	58	18	1044	580	7013
1111	84	19	1596	1173	14322	696	38	19	722	618	7735
1027	28	20	560	1201	14882	658	5	20	100	623	7835
999	0	21	0	1201	14882	653	23	21	483	646	8318
999	40	22	880	1241	15762	630	0	22	0	646	8318
959	0	23	0	1241	15762	630	0	23	0	646	8318
959	959	24	23016	2200	38778	630	630	24	15120	1276	23438

Таблица 2.18 - Построения диаграммы с накоплением зима.

Часы	Рсут.	Нтэс		Нсущ.ГЭС		Моя ГЭС		Остальные
1	1248	510	738	510	362	148	148	0
2	1027	289	738	289	289	0	0	0
3	999	261	738	261	261	0	0	0
4	959	221	738	221	221	0	0	0
5	959	221	738	221	221	0	0	0
6	999	261	738	261	261	0	0	0
7	1111	373	738	373	362	11	11	0
8	1423	685	738	685	362	323	323	0
9	1791	1053	738	1053	362	691	602	89
10	2033	1295	738	1295	362	933	602	331
11	1971	1233	738	1233	362	871	602	269

Продолжение таблица 2.18

Часы	Рсут.	Нтэс		Нсущ.ГЭС		Моя ГЭС		Остальные
12	1804	1066	738	1066	362	704	602	102
13	1692	954	738	954	362	592	592	0
14	1713	975	738	975	362	613	602	11
15	1860	1122	738	1122	362	760	602	158
16	1773	1035	738	1035	362	673	602	71
17	1762	1024	738	1024	362	662	602	60
18	2143	1405	738	1405	362	1043	602	441
19	2200	1462	738	1462	362	1100	602	498
20	2092	1354	738	1354	362	992	602	390
21	2057	1319	738	1319	362	957	602	355
22	1977	1239	738	1239	362	877	602	275
23	1762	1024	738	1024	362	662	602	60
24	1423	685	738	685	362	323	323	0
Р <sub>макс</sub> =	2200			Э <sub>гар</sub> =	8131	Э <sub>гар</sub> =	9825	3110
НТЭС =	738							

Таблица 2.19–Построения кривых зима

Существующая ГЭС		Моя ГЭС базовая часть		Моя ГЭС пиковая часть	
Э	Нраб.	Э	Нраб.	Э	Нраб.
8131	362	11880	495	9825	602
Катет выработки		Катет выработки		Катет выработки	
х	у	х	у	х	у
13100	1100	21207	1461	3275	498
21231	1100	33087	1461	13100	498
Катет мощности		Катет мощности		Катет мощности	
х	у	х	у	х	у
21231	1100	33087	1461	13100	498
21231	1462	33087	1956	13100	1100

По данным таблицы 2.20-2.21 строим интегральные кривые нагрузки лето (см. приложение В).

Таблица 2.20 - Построения диаграммы с накоплением лето

Часы	Рсут.	Нтэс		Нсущ.ГЭС		Моя ГЭС	
1	754	178	576	178	178	0	0
2	696	120	576	120	120	0	0
3	653	77	576	77	77	0	0
4	630	54	576	54	54	0	0
5	630	54	576	54	54	0	0
6	630	54	576	54	54	0	0
7	658	82	576	82	82	0	0
8	827	251	576	251	251	0	0
9	999	423	576	423	360	63	63
10	1067	491	576	491	360	131	131
11	1276	700	576	700	360	340	320
12	1192	616	576	616	360	256	256
13	1122	546	576	546	360	186	186

Продолжение таблицы 2.20

Часы	Рсут.	Nтэс		Nсущ.ГЭС		Моя ГЭС	
14	1152	576	576	576	360	216	216
15	1208	632	576	632	360	272	272
16	1154	578	576	578	360	218	218
17	1082	506	576	506	360	146	146
19	1136	560	576	560	360	200	200
20	1096	520	576	520	360	160	160
21	1108	532	576	532	360	172	172
22	999	423	576	423	360	63	63
23	1194	618	576	618	360	258	258
24	1011	435	576	435	360	75	75
Р <sub>макс</sub> =	1276			Э <sub>гар</sub> =	6630	Э <sub>гар</sub> =	2964
NТЭС =	576						

Таблица 2.21–Построения кривых лето

Существующая ГЭС		Моя ГЭС базовая часть		Моя ГЭС пиковая часть	
Э	Нраб.	Э	Нраб.	Э	Нраб.
6630	360	10848	452	2964	320
Катет выработки		Катет выработки		Катет выработки	
х	у	х	у	х	у
3000	340	9630	700	0	20
9630	340	20478	700	2964	20
Катет мощности		Катет мощности		Катет мощности	
х	у	х	у	х	у
9630	340	20478	700	2964	20
9630	700	20478	1152	2964	340

## 2.7 Баланс мощности

По данным расчета таблицы 2.22 строим баланс мощности (рис 2.10)

Таблица 2.22 -Баланс мощности

Месяц	ЭС			сущ гэс			проект гэс			тэс			
	Р <sub>тmax</sub>	N <sub>н</sub>	Нав	Нраб	N <sub>н</sub>	Нр	Нраб	N <sub>н</sub>	Нр	Нраб	Нав	N <sub>н</sub>	Нр
1	2184	55	164	339	8		983	25		862	65	22	
2	2065	52	155	331	8		870	22		864	65	22	
3	1858	46	139	317	8		680	17		861	65	22	
4	1619	40	121	301	8		535	13	82	783	59	20	53
5	1412	35	106	287	7		534	13		591	44	15	215
6	1292	32	97	279	7		550	14		463	35	12	307
7	1292	32	97	279	7		628	16		385	29	10	307
8	1411	35	106	287	7		672	17		452	34	11	215
9	1617	40	121	301	8	27	697	17		619	46	15	53
10	1856	46	139	317	8		680	17		859	64	21	
11	2064	52	155	331	8		870	22		863	65	22	
12	2184	55	164	339	8		983	25		862	65	22	

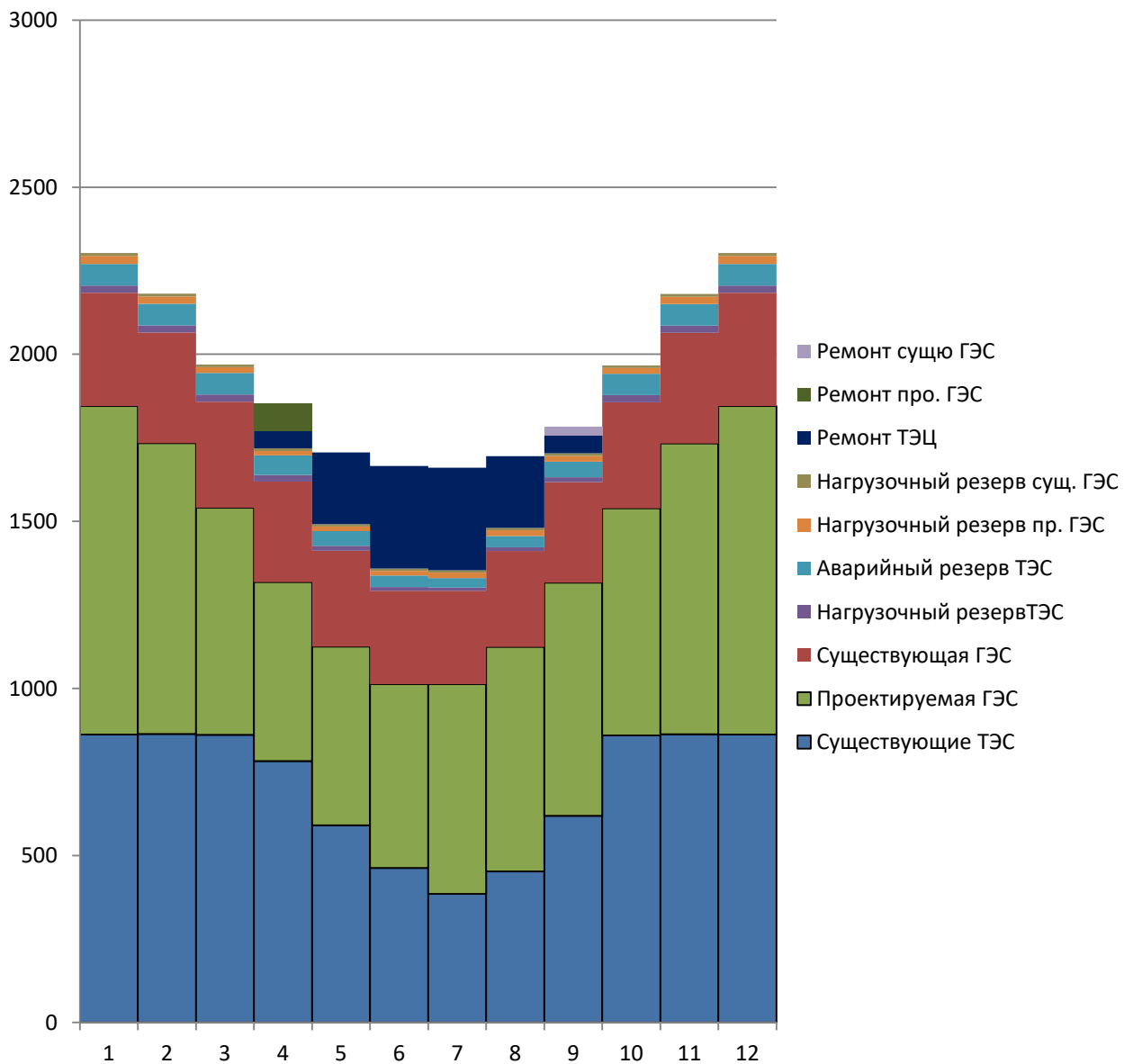


Рисунок 2.10 - Баланс мощности

## 2.8 Выбор установленной мощности проектируемой ГЭС

Нуст пр находим как суму  $N_{\text{раб.}}$  в базовой зоне плюс  $N_{\text{раб.}}$  пиковой зоны и плюс нагрузочный резерв

$$N_{\text{уст. пр}} = (495 + 602) * 1,025 = 1125 \text{ МВ}$$

Нагрузочный и аварийный резерв принимаем в промежутке (нагр. от 1-2,5), (авар. От 7-8,5).

нагр.=0,025;

авар.=0,075;

## 2.9 Режимное поле

По результатам расчетов таблица 2.23 строится режимное поле (рис 2.11)

Таблица 2.23 - Построение режимного поля

H	Z <sub>нб</sub>	DH	H <sub>max</sub>	Q <sub>нб</sub>	H <sub>min</sub>	H <sub>ср.яв.</sub>
105,79	393,00	14,01	91,78	3913	72,99	82,00
105,79	392,00	13,01	92,78	3350	73,99	88,00
105,79	391,01	12,02	93,77	2863	74,98	88,99
105,79	389,00	10,01	95,78	2030	76,99	91,00
105,79	387,98	8,99	96,80	1670	78,01	92,02
105,79	387,03	8,04	97,75	1378	78,96	92,97
105,79	382,97	3,98	101,81	538	83,02	97,03
105,79	381,03	2,04	103,75	271	84,96	98,97
105,79	378,99	0,00	105,79	37	87,00	101,01

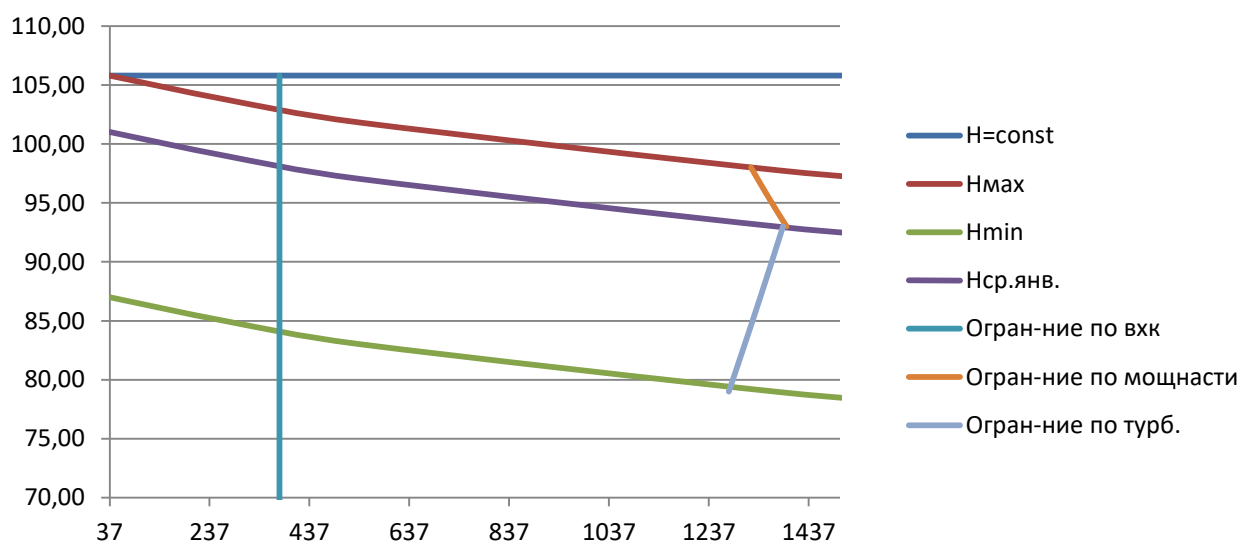


Рисунок 2.11 - Режимное поле

### 3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения [5]:

- выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

- необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

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

- 1) значение напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- 2) отношение  $H_{min}/H_{max\ T} = 78/115 = 0,68$  должно быть не меньше справочных данных;
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует РО 115/810-В-51,56 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.1.

Таблица 3.1-Параметры турбинного оборудования

Параметр		РО 115
Наименование	Обозначение	
Максимальный напор гидротурбины	$H_{max}$ , м	115
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,68
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}$ , мин <sup>-1</sup>	75,0
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}$ , л/с	900
Оптимальный КПД модели	$\eta_{mo}$	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{max}$ , л/с	1080
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{max}$	0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}$ , м	0,5156

Продолжение таблицы 3.1

Параметр		РО 115
Наименование	Обозначение	
Напор модельной турбины	$H_M, \text{м}$	4,0
Температура воды при испытании	$t_M, ^\circ\text{C}$	2,0

На главной универсальной характеристике турбины РО 115 намечаем расчётную точку  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{opt}$  через оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке  $Q'_{1p} = 1,085 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с минимально возможного для каждого типа турбин [1, с.145]).

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле

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

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

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

$\vartheta_H, \vartheta_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (по [1, с.66]  $\varepsilon = 0,75$ ).

Мощность одного агрегата, кВт

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

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

$\eta_G$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,97$  [5, с.66]).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

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

Где  $N_{уст}$  – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата:



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

Синхронная частота вращения, об/с:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где  $n'_p$  – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_r}{\eta_m}$  поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее меньшее стандартное значение  $n_c$ , т.к. при стандартном большем значении для данного случая не подходит не один из диаметров [1, с.145].

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

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

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

$$n'_{min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}} \quad (3.8)$$

Результаты расчета приведены в таблицы 3.2.

Таблица 3.2-Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО 115/810-В-51,56

$D_1, m$	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
КПД модели	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884
КПД турбины	0,934	0,934	0,935	0,935	0,936	0,936	0,936	0,936	0,937	0,937	0,937
$N_a^*, MBT$	116,1	147,5	186,7	230,6	289,4	332,3	366,5	414,5	465,6	519,7	591,4
$Z_a^*$	9,7	7,6	6,02	4,9	3,9	3,4	3,1	2,7	2,4	2,2	1,9
$Z_a$	10	8	6	6	4	4	3	3	3	3	2
$N_a, MBT$	112,5	140,6	187,5	187,5	281,3	281,3	375	375	375	375	562,5
Дельта	1,057	1,057	1,058	1,058	1,058	1,059	1,059	1,059	1,059	1,06	1,06
$n_c^*, об/мин$	213,8	189,9	168,8	151,9	135,7	126,7	120,7	113,5	107,1	101,4	95,5
$n_c, об/мин$	200	187,5	166,7	150	125	125	115,4	115,4	107,1	107,1	100

Продолжение таблицы 3.2

D1, м	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
n`max	78,2	82,6	82,6	82,6	77	82,5	80	85,1	83,7	88,4	88
D1, м	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
n`p	70,1	74,1	74,1	74	69,1	74	71,7	76,3	75	79,2	78,9
n`min	68,1	71,9	71,9	71,8	67	71,8	69,6	74	72,8	76,9	76,6
D1, м	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
Q`*кпд	0,982	0,967	1,019	0,825	0,987	0,859	1,039	0,919	0,818	0,733	0,967
Q`*кпд(Нmax)	0,897	0,884	0,931	0,754	0,902	0,785	0,95	0,84	0,748	0,67	0,884
Q'(Нmin)	1,65	1,3	1,03	0,83	0,662	0,576	0,523	0,462	0,411	0,369	0,324
Q'(Нmax)	1,43	1,13	0,892	0,722	0,576	0,501	0,455	0,402	0,358	0,321	0,282

На главных универсальных характеристиках проводим линии  $n'_{I\max}, n'_{I\text{p}}, n'_{I\min}$ . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_{I\text{p}}$  подбираем такое сочетание  $\eta_{\text{T}}$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось равенство ( см. Приложение Д).

$$Q'_I \cdot \eta_{\text{T}} = \frac{N_a \cdot 10^3}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_{\text{Г}}}. \quad (3.9)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{I\max}$  соответствующей напору  $H_{\max}$ , аналогичным образом, подставив в уравнение (2.12) вместо  $H_p$  максимальный напор.

Полученные координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору сведём в таблицу 3.3.

Таблица 3.3- Координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору

Тип турбины	D <sub>1</sub> , м	В расчётной точке			В точке ограничения по генератору			a <sub>опл</sub> , мм
		Q' <sub>I</sub> · η <sub>T</sub>	Q' <sub>I</sub> , м <sup>3</sup> /с	η <sub>T</sub> , о. е.	Q' <sub>I</sub> · η <sub>T</sub>	Q' <sub>I</sub> , м <sup>3</sup> /с	η <sub>T</sub> , о. е.	
PO115	6	0,859	0,931	0,923	0,785	0,85	0,923	33
	6,7	0,919	1,01	0,91	0,84	0,915	0,922	38

Диаметр рабочих колес 6,3м, 5,6м, 5м, 4,5м рассматривать не будем, т.к. на главной универсальной характеристике расчётная точка уходит за линию 95% N<sub>max</sub>.

Из двух оставшихся рабочих колес диаметром 6 и 6,7 метров принимаем колесо диаметром 6м. Его возможно транспортировать по железной дороге и у него меньшая высота H<sub>с</sub>.

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

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max} = 103$  м и  $H_{min} = 78$  м по формуле (2.13):

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

Данный расчёт для выбранных диаметров сведём в таблицу 3.4.

Таблица 3.4-Координаты ограничения по минимальному расходу

Тип турбины	Количество агрегатов для пропуска $Q'_{Imin}$ , шт	Координаты ограничения по минимальному расходу, $Q'_{Imin}$ , м <sup>3</sup> /с	
		При $H_{max}$	При $H_{min}$
РО 115-В-600	2	0,501	0,576

### 3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.11)$$

где  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{НБ}$ , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

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

- работа одного агрегата при расчетной мощности при  $H_{min}$ ;
- работа всех агрегатов с расчетной мощности при  $H_{max}$ ;
- работа всех агрегатов с расчетной мощности при  $H_p$ .

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - H_{доп} + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.12)$$

где  $B = 10,3$  мвод. ст. – барометрическое давление;

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

$H_{доп}$  – дополнительное заглубление рабочего колеса;

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

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ -разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

Пример расчёта представим для одного рабочего колеса, остальные рассчитываются аналогичным образом.

### 3.3 Работа одного агрегата при $H_{\text{мах}}$ и расчетной мощности

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линий ограничения по генератору и линии соответствующей  $H_{\text{мах}}$  определяем значение кавитации и приведенного расхода. Пересчитываем приведенный расход для натурной турбины.

$$Q = Q'_I \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H} \quad (3.13)$$

Гидротурбина РО 115-В-600

Получим координаты точки 1:  $Q'_I = 0,91 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\sigma = 0,11$

$$Q = 0,91 \cdot 2 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{1,059 \cdot 103} = 684 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 381,5 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания по формуле (2.15):

$$H_{S1} = 10,3 - \frac{381,5}{900} - 0,11 \cdot 103 - 1,5 + 0,948 = -1,98 \text{ м}.$$

### 3.4 Работа одного агрегата при $H_r$ и расчетной мощности

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линий ограничения по генератору и линии соответствующей  $H_r$  определяем значение кавитации и приведенного расхода. Пересчитываем приведенный расход для натурной турбины.

Гидротурбина РО 115-В-600

Получим координаты точки 1:  $Q'_I = 0,938 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\sigma = 0,112$

$$Q = 0,938 \cdot 2 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{1,059 \cdot 97} = 685 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 382 \text{ м},$$

$$H_{S2} = 10,3 - \frac{382}{900} - 0,112 \cdot 97 - 1,5 + 0,948 = -1,54 \text{ м}.$$

### 3.5 Работа одного агрегата при $H_{\min}$ и расчетной мощности

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линий ограничения по турбине и линии соответствующей  $H_{\min}$  определяем значение кавитации и приведенного расхода. Пересчитываем приведенный расход для натурной турбины.

Гидротурбина РО 115-В-600

Получим координаты точки 1:  $Q'_1 = 0,849 \text{ м}^3/\text{с}, \sigma = 0,094$

$$Q = 0,849 \cdot 2 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{1,059 \cdot 78} = 555,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 381,1 \text{ м},$$

$$H_{S3} = 10,3 - \frac{381,1}{900} - 0,094 \cdot 78$$

### 3.6 Определение заглубления рабочего колеса

При  $H_{\max}$

$$H_S = Z_{\text{НБ}} + H_{S1} = 381,5 + (-1,98) = 379,52 \text{ м} \quad (3.14)$$

При  $H_p$

$$H_S = Z_{\text{НБ}} + H_{S2} = 382 + (-1,54) = 380,46 \text{ м} \quad (3.15)$$

При  $H_{\min}$

$$H_S = Z_{\text{НБ}} + H_{S3} = 381,1 + 1,99 = 383,09 \text{ м} \quad (3.16)$$

Полученные результаты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5-Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1, \text{ м}$	$Z_a, \text{ шт}$	$n_c, \text{ об/мин}$	$N_a, \text{ МВт}$	$H_{S1}, \text{ м}$	$H_{S2}, \text{ м}$	$H_{S3}, \text{ м}$
РО 115-В	6	2	125	282	-1,98	-1,54	1,99

В качестве отметки расположения рабочего колеса принимаем наименьшее из трех  $H_S = 379,52$

### 3.7 Расчёта спиральной камеры по закону $vur = \text{const}$ .

Исходные данные для турбины РО 115-В-600 номинальная мощность турбины  $N_p = 282$  Мвт; расчётный напор  $H_p = 97$  м; диаметр рабочего колеса  $D_1 = 6$  м; частота вращения  $n = 125$  об/мин.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата  $b_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,316 \cdot 6 = 1,9$  м; угол обхвата  $\varphi = 351^\circ$ ; и высоту статора  $b_1 = b_0 + 0,02 = 1,92$  м. Основные размеры статора для  $D_1 = 6$  м:  $D_a = 9,25$  м;  $D_b = 8$  м;  $D_4 = 9,65$  м;  $R_4 = 4,825$ ;  $R = 0,5$  м;  $h_1 = 0,46$  м (см. приложение Е).

1. Полная высота статора по формуле :

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,92 + 2 \cdot 0,46 = 2,84 \text{ м.} \quad (3.17)$$

2. Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику

$$v_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } v_{cp} = 8,3 \text{ м/с}$$

3. Вычисляем расход через входное сечение по формуле;

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 296 \cdot \frac{351^\circ}{360^\circ} = 288,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.18)$$

4. Площадь входного сечения спиральной камеры рассчитываем по формуле;

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{287,8}{8,3} = 34,77 \text{ м}^2 \quad (3.19)$$

5. Радиус входного сечения определяем по формуле;

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{34,67}{3,14}} = 3,3 \text{ м} \quad (3.20)$$

6. Расстояние от оси турбины до центра входного сечения определяем по формуле;

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{p_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 4,825 + \sqrt{3,3^2 - \left(\frac{2,84}{2}\right)^2} = 7,8 \text{ м} \quad (3.21)$$

7. Наружный радиус входного сечения определяем по формуле;

$$R_{вх} = a_{вх} + p_{вх} = 7,8 + 3,3 = 11,162 \text{ м.} \quad (3.22)$$

8. Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения определяем по формуле;

$$\frac{1}{c} * \omega = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 7,8 - \sqrt{7,8^2 - 3,3^2} = 0,732 \quad (3.23)$$

9. При принятом значении по (5) и (6)

$$C = 528,4$$

$$\omega = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = 0,975 \quad (3.24)$$

10. Последовательно задавая ряд значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi=15^\circ$ , рассчитываем все сечения спиральной камеры.

Произведем расчеты для  $\omega = 351^\circ$

11. Находим по формуле;

$$x = \frac{\omega}{c} + \sqrt{\frac{2 * R_4 * \omega}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 0,664 + \sqrt{\frac{2 * 4,825 * 351}{528,4} - \left(\frac{2,84}{2}\right)^2} = 3 \text{ м} \quad (3.25)$$

12. Расстояние до центра расчетного сечения определяем по формуле;

$$a = R_4 + x = 4,825 + 3 = 7,825 \text{ м} \quad (3.26)$$

13. Радиус расчетного сечения определяем по формуле;

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{3^2 + \left(\frac{2,84}{2}\right)^2} = 3,31 \text{ м} \quad (3.27)$$

14. Наружный радиус расчетного сечения определяем по формуле;

$$R = a + p = 7,825 + 3,31 = 11,15 \text{ м} \quad (3.28)$$

Данные расчета приведены в таблице 3.6

Таблица 3.6-Данные расчета

$\varphi$	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2 \cdot 2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	м	м	м <sup>2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
351	0,664	6,410	5,489	2,343	3,007	9,042	11,059	3,325	7,832	11,158
336	0,636	6,136	5,215	2,284	2,919	8,523	10,540	3,246	7,744	10,991
321	0,607	5,862	4,941	2,223	2,830	8,010	10,027	3,167	7,655	10,822
306	0,579	5,588	4,667	2,160	2,739	7,504	9,521	3,086	7,564	10,650
291	0,551	5,314	4,393	2,096	2,647	7,005	9,021	3,004	7,472	10,475
276	0,552	5,040	4,119	2,030	2,552	6,512	8,528	2,920	7,377	10,297
261	0,494	4,767	3,845	1,961	2,455	6,026	8,042	2,836	7,280	10,116
246	0,466	4,493	3,571	1,890	2,355	5,547	7,564	2,750	7,180	9,930
231	0,437	4,219	3,297	1,816	2,253	5,076	7,092	2,663	7,078	9,741
216	0,409	3,945	3,023	1,739	2,147	4,612	6,628	2,575	6,972	9,547
201	0,380	3,671	2,749	1,658	2,038	4,155	6,172	2,484	6,863	9,348
186	0,352	3,397	2,475	1,573	1,925	3,707	5,723	2,392	6,750	9,143
171	0,324	3,123	2,201	1,484	1,807	3,266	5,283	2,298	6,632	8,931

16. Т.к. для дальнейших углов  $\varphi$  сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты  $(\varphi = 0; R = \frac{8}{2})$ . Недостающий участок плавно продляем до  $0^\circ$  (в ручную или подбором функции) и получаем зависимость  $R=f(\varphi)$  (рис. 3.1).

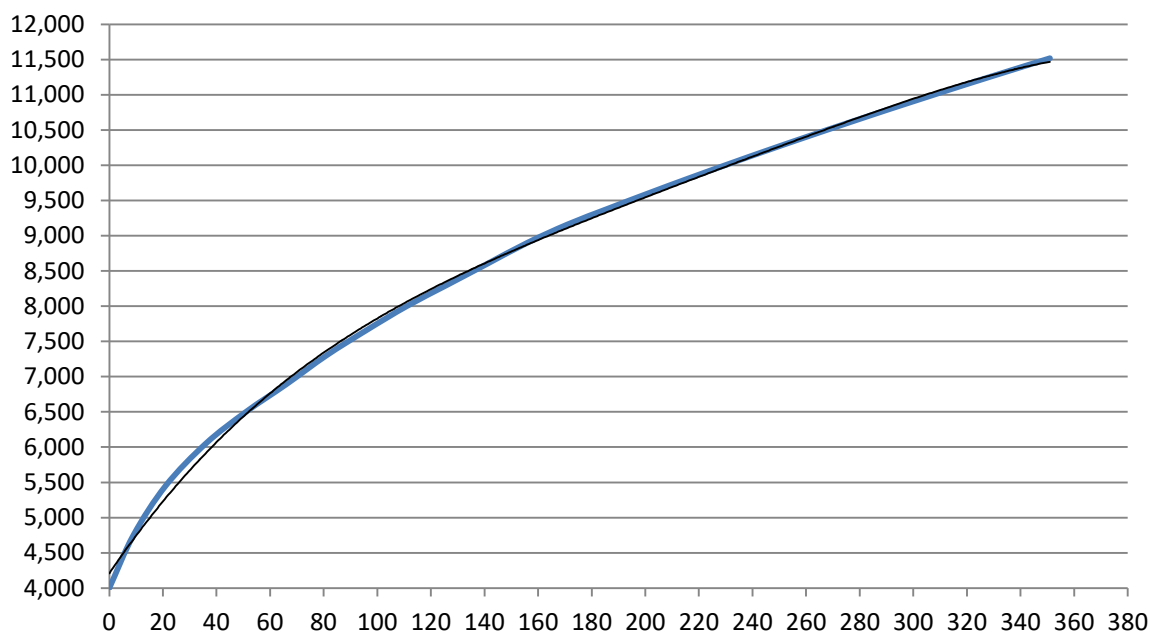


Рисунок 3.1 - Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R=f(\varphi)$



17. Пользуясь шагом в пункте 10, с рисунка 3.1 снимаем значения  $R$  зависимости от угла  $\varphi$ .

$$R_{(\varphi=156)} = 8,9 \text{ м}$$

18. Размеры эллиптических сечений спиральной камеры определяем по формуле;

$$p_1 = \frac{H_1}{2 * \sin a_k} = \frac{2,84}{2 * \sin 35^\circ} = 2,49 \text{ м} \quad (3.29)$$

19. Меньший радиус для любого эллиптического сечения определяем по формуле;

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 * (1 - \cos a_k))}{2 * \cos a_k} \quad (3.30)$$

Результаты расчета заносятся в таблицу 3.7

Таблица 3.7- Данные расчета

№	$\varphi^\circ$	$\rho_1$ , (м)	$R$ , (м)	$\rho_2$ , (м)
14	156	2,49	8,90	5,679
15	141		8,60	5,379
16	126		8,30	5,079
17	111		8,00	4,779
18	96		7,66	4,439
19	81		7,30	4,079
20	66		6,89	3,669
21	51		6,50	3,279

20. Постоянную спиральной камеры определим по формуле;

$$k = \frac{Q_p}{2 * \pi * 1/c} = \frac{296}{2 * 3,14 * 0,746} = 63,2 \quad (3.31)$$

21. Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора) определим по формуле;

$$tg \delta = \frac{Q_p / (2 * \pi * b_1)}{k} = \frac{296 / (2 * 3,14 * 1,92)}{63,2} = 0,389 \quad (3.32)$$

$$\delta = \arctg \left( \frac{Q_p / (2 * \pi * b_1)}{k} \right) = \arctg(0,389) = 21^\circ \quad (3.33)$$

22. Строим план спиральной камеры круглого сечения из рассчитанных выше параметров (рис 3.2).

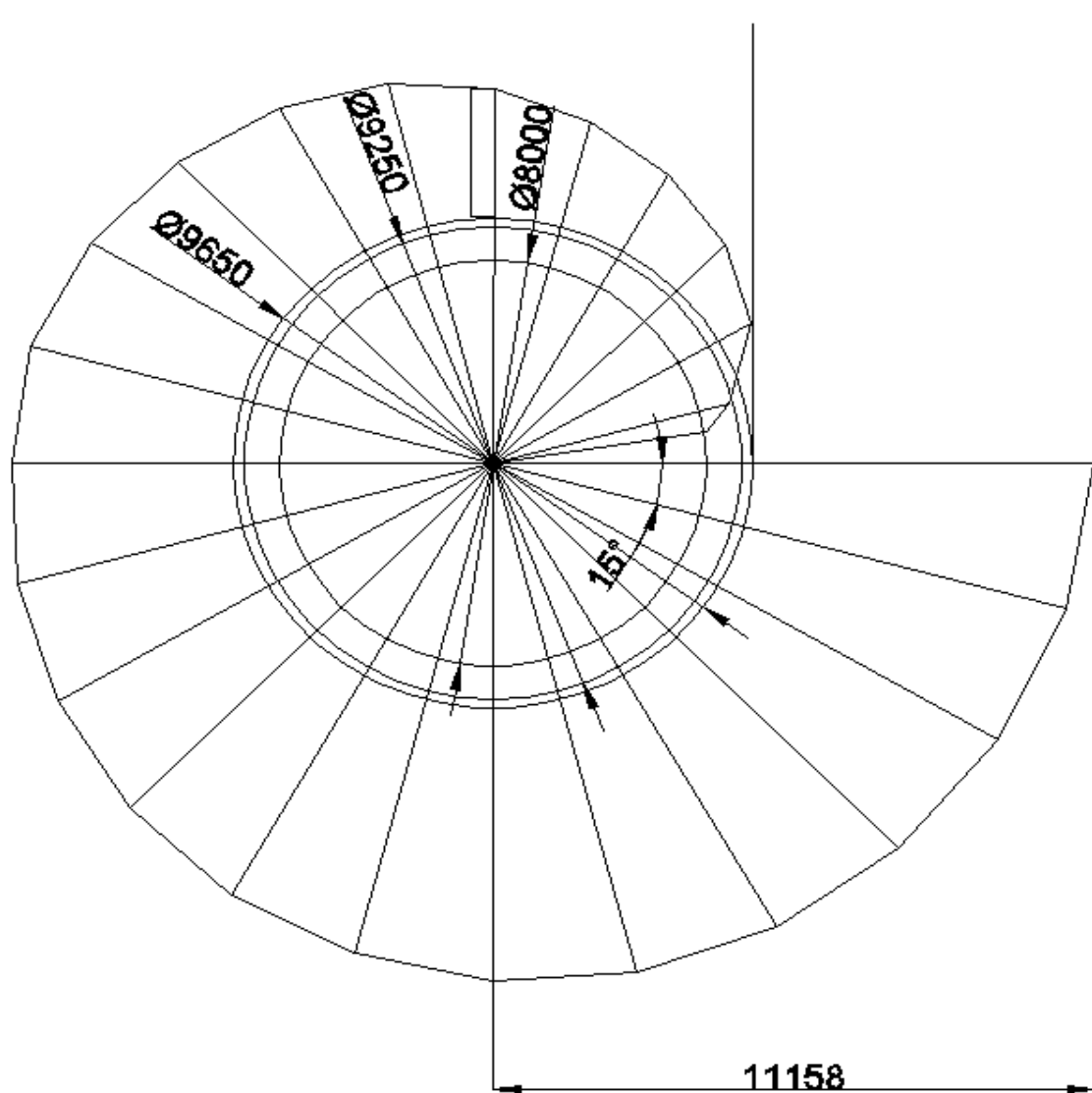


Рисунок 3.2 - План спиральной камеры круглого сечения

### 3.8 Выбор типа маслонапорной установки и системы регулирования гидроагрегатов ГЭС

По диаметру рабочего колеса  $D_1 = 6$  м и напору  $H_{\text{пред}} = 115$  м определяем по номограмме [2, с.144] для турбины РО 115-В-600 тип маслонапорной установки МНУ 12,5/1-40-12,5-2 с.

Системы регулирования гидроагрегатов ГЭС ЭГР-2МП-150-11.

### 3.9 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (2.34)$$

где  $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$ .

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{282}{0,85} = 330,59 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48. \quad (2.35)$$

По справочным данным подбирается генератор ВГС-1190/215-48.

$D_{\text{ст.}}=14\text{м.}$

$h_{\text{ст.}}=3,3\text{м.}$

$G_{\text{ген}}=1180 \text{ т.}$

$G_{\text{рот}}=650 \text{ т.}$

## **4 Организация строительства**

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

Т.к. высота плотины 125,4м принимаем приплатинную компоновку.

При русловой компоновке все бетонные сооружения гидроузла (плотина, здание ГЭС) располагают в естественном русле реки.

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 глубинные отверстия.

Строительство гидроузла разбиваем на 5 этапов:

- 1 этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
- 2 этап – перекрытие русла;
- 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

### **4.2 Первый этап**

Строительные работы начинаются со строительства сооружений, необходимых для перекрытия русла реки – водосливной станционной 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).

Предварительно принимаем что часть русла, перекрытая перемычками, составляет 57% 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 водобросной плотины до отм. 400 с организацией донных отверстий в секциях №1 ÷ 5
- врезка в скалу берега левого берега;
- бетонирование глухих секций;
- устройство глубокой цементационной завесы;
- бурение дренажных скважин в основании плотины;

-монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

### 4.3 Расчет перемычек первой очереди с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло

Перемычки относятся к временным сооружениям 4 класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 3-х лет принимаем равной –6851.

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, рассчитанные ранее в курсовой работе по ИВЭ, приведены в таблице.

Расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет  $Q_{\text{стр}} = 6851 \text{ м}^3/\text{с}$ , при этом глубина воды в реке равна 19 м

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

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

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

для верховой перемычки:

$$H_{\text{вп}} = h_{\text{нб}} + Z + a = 19 + 0,96 + 1 = 20,96\text{м} \quad (4.1)$$

для продольной перемычки:

$$H_{\text{пп}} = h_{\text{нб}} + Z = 19 + 0,96 = 19,96\text{м} \quad (4.2)$$

где  $h_{\text{нб}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая  $Q_{\text{стр}}$ ;  $Z$  – значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой;  $a$  – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{4^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,8^2}{2 \cdot 9,81} = 0,96 \quad (4.3)$$

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:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0} = \frac{6851}{3806} = 1,8 \quad (4.4)$$

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

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_c} = \frac{6851}{1643} = 4,2 \quad (4.5)$$

где  $w_c$  - площадь поперечного сечения суженной части русла при  $Q_{\text{стр}}$  равна 43%.

Скорость течения допустимая так как река не судоходное и основания скальное.

По плану определяем длины верховой перемычки  $L_v$  и продольной перемычки  $L_p$ .

Положение перемычек при секционировании русла определяем по границам включенных в котлован сооружений с учетом дополнительных площадок (от основания перемычки до бровки котлована) размером:

- до продольной перемычки -не менее 19м;
- до поперечных перемычек -не менее 26м.

Дополнительные площадки необходимы для правильной и безопасной организации работ в котловане.

Размер основного сооружения в котловане длиной 106м шириной по основания 92м высотой 22м.

Ширина котлована по дну 111м длина котлована 132м

### 4.3 Определяем тип и конструкцию перемычек.

Принимаем тип перемычек каменно-земляные против фильтрационный элемент шпунтовая завеса выполненная буро секущими сваями.

Определяем поперечное сечение перемычек (рис.4.1).

типовой профиль земляных перемычек – трапецеидальный.

Минимальная ширина по гребню – 8м. Откосы назначаем в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения:

- верховой откос 1:2
- низовой откос от 1:1,5

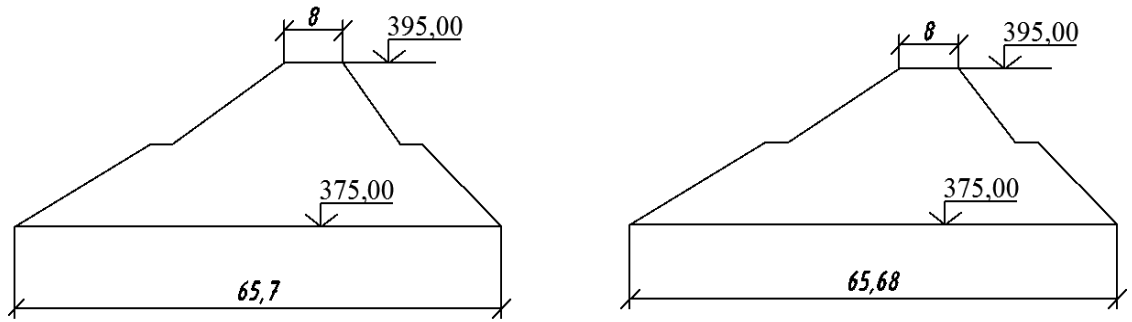


Рисунок 4.1-Поперечное сечения перемычек

Определяем площади поперечного сечения перемычек –  $\omega_{\text{пп}}, \omega_{\text{вп}}$

Определяем суммарный объем верховой и продольной перемычек первой очереди :

$$V = (\omega_{\text{пп}} \cdot L_{\text{пп}} + \omega_{\text{вп}} \cdot L_{\text{вп}}) / 2 = (722,8 \cdot 132 + 742,2 \cdot 111) / 2 = 81668,9 \text{ м}^3 \quad (4.6)$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{\text{нп}} = h_{\text{нб}} + a = 19 + 1 = 20 \text{ м} \quad (4.7)$$

Определяем длину низовой перемычки  $L_{\text{нп}}$  м

$$L_{\text{нп}} = 111 \text{ м}$$

Определяем размеры поперечного сечения (рис 4.2).

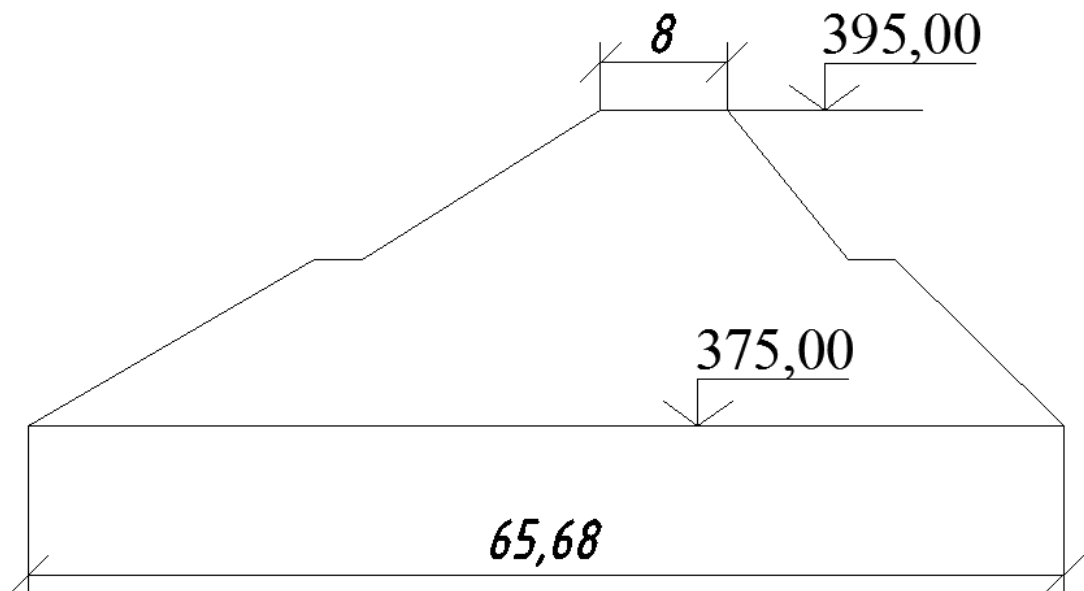


Рисунок 4.2-Поперечное сечения низовой перемычки

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки  $\omega_{\text{нп}}, \text{ м}^2$

Определяем объём низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{\text{нп}} / 2 = (722,8 \cdot 111) / 2 = 40115,4 \text{ м}^3 \quad (4.8)$$

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Середина июля.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = (40115,4 + 81668,9) / 1200 = 102 \quad (4.9)$$

где  $\Sigma V_{\text{пер}}$  – суммарный объём всех перемычек,  $J_{\text{пер}}$  – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем  $1200 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

Округляем полученное время кратно месяцам в большую сторону 6 месяцев.

#### 4.4 Осушение котлована 1-й очереди

Определяем срок начала работ по календарному графику.

Определяем площадь котлована  $\omega_k = 11397,9$  (по программе AutoCad),  $\text{м}^2$

Определяем глубину воды в котловане  $h = 7 \text{ м.}$  при среднем расходе воды в реке  $Q = 1258 \text{ м}^3/\text{с.}$

Находим объём воды, которую требуется откачать из котлована,  $V, \text{м}^3$ :

$$V = \omega_k \cdot h = 79785,3 \text{ м}^3 \quad (4.10)$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (например ЗК-13, имеющие производительность  $W = 40 \text{ м}^3/\text{час}$  при высоте подъема воды до 20 м) [2, табл.15-42] в количестве 10 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием  $n$  насосов:

$$t = \frac{V}{W \cdot n} = \frac{79785,3}{40 \cdot 10} = 16 \quad (4.11)$$

Округляем полученное значение кратно смене (полусуткам).

Находим интенсивность понижения уровня воды  $\frac{h}{t} = 0,43 \text{ (м/сутки)}$

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.



#### 4.5 Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане составляют 132 x 111, глубина 2 м.

Определяем объем вынимаемого грунта 22795,8 м<sup>3</sup>.

Принимаем основные машины для разработки грунта основания (например экскаватор ЭО-5124А, вместимость ковша  $q_{ков} = 1,5$  м<sup>3</sup>).

Вычислим производительность цикла экскаватора

$P_{эч} = q_{ц} \cdot n_{ц} \cdot k_{в} = 0,4 \cdot 120 \cdot 0,75 = 36$  м<sup>3</sup>/ч цифра нереальная, 9 кубов в час – это 6 циклов, т.е. на 1 цикл 10 мин, Ваш экскаваторщик все время курит!

Где  $q_{ц} = q_{ков} \cdot k_{н} / k_{р} = 1,5 \cdot 0,9 / 3,3 = 0,4$

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

$k_{р} = 3,3$  - коэффициент разрыхления грунта;

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

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

Число циклов в час:

$$n_{ц} = 3600 / t_{цэк} = 3600 / 30 = 120 \quad (4.12)$$

$t_{цэк}$  - время одного цикла экскаватора 30 сек.

Определим время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{выем} = \frac{V_{выем}}{P_{эч}} = 633 \text{ ч} = 26 \text{ суток} \quad (4.13)$$

Принимаем машины для транспортировки грунта АС=6890S1 объем кузова составляет 6 ковша экскаватора. Согласно строй ген плана определяем расстояние от места выемки грунта до места разгрузки 4 км.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

$v_{гр} = 20$  км/ч - груженный

$v_{пор} = 30$  км/ч - порожний

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{ца}/с = \frac{L_{т}}{v_{гр}} + \frac{L_{т}}{v_{пор}} + (t_{р} + t_{з}) = \frac{4}{20} + \frac{4}{30} + (2 + 3) = 6 \text{ мин} \quad (4.14)$$

где  $t_{р}$  - время разгрузки

$t_{з}$  - время загрузки

$(t_{р} + t_{мон})$  составляет 2 мин при грузоподъемности транспортного средства более 12 т

$$t_{з} = t_{цэк} \cdot n_{ков} = 0,5 \cdot 6 = 3 \text{ мин} \quad (4.15)$$

$$n_{ков} = \frac{Q_{сом}}{p_{г} \cdot q_{к} \cdot k_{н}} = \frac{16,5}{2,3 \cdot 1,5 \cdot 0,9} = 5,3 = 6 \quad (4.16)$$

где  $\rho_r$  - плотность грунта 2,3м

Определяем необходимое для бесперебойной работы ведущей машины (экскаватора) количество транспортных машин:

$$N_a/c = \frac{t_{ца}}{t_{цэ} \cdot n_{ков}} = \frac{6}{0,5 \cdot 6} = 2 \text{ шт} \quad (4.17)$$

Принимаем кол-во транспортных машин 2 штуки.

Бетонные работы в нижней части водосливной плотины.

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины  $B=92$  м

Высота бетонируемой части водосливной плотины  $h=25$  м

Длина бетонируемого участка плотины  $L=106$  м

Размеры глубинного отверстия  $7 \times 10$ , м

Площадь глубинного отверстия  $\omega_{до}=70$ , м<sup>2</sup>

Количество глубинных отверстий,  $n_{до}=10$

Находим суммарный объем всех глубинных отверстий:

$$V_{до} = n_{до} \cdot B \cdot \omega_{во} = 10 \cdot 92 \cdot 70 = 64400 \text{ м}^3 \quad (4.18)$$

Определяем общий объем бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h - V_{до} = 92 \cdot 96 \cdot 25 - 64400 = 156400 \text{ м}^3 \quad (4.19)$$

Задаемся интенсивностью бетонирования  $J_{б.р.} = 23000 \text{ м}^3/\text{мес}$

Определяем время бетонирования  $t = V_{б.р.} / J_{б.р.} = 7 \text{ мес}$

#### **4.6 Расчет пропуска расчетного строительного расхода через глубинные отверстия на втором этапе**

Строительные расходы на втором этапе будем осуществлять через глубинные 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. Отметку порога глубинных отверстий (ВП) примем на отметке 381 м.

В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на отметке 391, а отметка НБ составляет 395.

Выходное сечение донного отверстия затоплено.

Определим перепад  $Z_{\text{макс}}$  на банкете при перекрытии русла необходимый для пропуска расчетного строительного расхода.

$$Q_{\text{стр}} = \mu \omega n \sqrt{2gH_0} \quad (4.20)$$

где  $Q_{\text{стр}}$  – расчетный строительный расход;  $\mu$  – коэффициент, учитывающий все сопротивления;  $\omega$  – площадь поперечного сечения донного отверстия;  $n_{\text{до}}$ ;  $H_0$  – напор над центром сечения отверстия с отм. 395

Коэффициент  $\mu$  находим по графику на рис.5.18 [2].

Определяем напор над центром сечения отверстия:

$$H_0 = \frac{Q_{\text{стр}}^2}{\mu^2 \omega^2 n^2 2g} = \frac{6851^2}{0,6^2 \cdot 70^2 \cdot 10^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 13,5 \text{ м} \quad (4.21)$$

Находим необходимую отметку ВБ по формуле:

$$\text{ВП} + H_0 = 376 + 13,5 = 389,5 \text{ м} \quad (4.22)$$

Определяем отметку гребня банкета при перекрытии с учетом запаса в 1 м  
Определяем высоту банкета, 390.5 м

#### 4.7 Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 10 глубинных 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 глубинные отверстия);

отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения станционной части плотины;

возводят станционную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;

устраивают глубокую цементационную завесу;

бурят дренажные скважины в основании плотины;

разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

#### 4.8 Разработка котлована под станционную платину.

Размеры котлована принимаем аналогично размерам котлована первой очереди.

Размеры перемычек под котлован второй очереди принимаем аналогично размерам перемычек под котлован первой очереди.

#### 4.9 Осушение котлована 2-й очереди

Срок начало работ определяем по календарному графику в период минимальных расходов.

Определяем площадь котлована  $\omega_k = 11397,9$  (по программе AutoCad),  $\text{м}^2$

Определяем глубину воды в котловане  $h = 7$  м. при среднем расходе воды в реке  $Q = 1258 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Находим объём воды, которую требуется откачать из котлована,  $V \text{ м}^3$

$$V = \omega_k \cdot h = 79785,3 \text{ м}^3 \quad (4.23)$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (например ЗК-13, имеющие производительность  $W = 40 \text{ м}^3/\text{час}$  при высоте подъема воды до 20 м) [2, табл.15-42] в количестве 10 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием  $n$  насосов.

$$t = \frac{V}{W \cdot n} = \frac{79785,3}{40 \cdot 10} = 16 \quad (4.24)$$

Округляем полученное значение кратно смене (полусуткам).

Находим интенсивность понижения уровня воды  $\frac{h}{t} = 0,43 \text{ м/сутки}$

#### 4.10 Третий этап

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины.

Бетонирование начинается с отметки 373 до 395.

Нижняя часть стационарной плотины - секции №№ 16 ÷ 22 и глухих секций №№ 30 ÷ 38, имеет форму параллелепипеда.

Ширина нижней части стационарной плотины  $B = 92$  м.

Высота бетонируемого участка стационарной плотины  $h = 22$  м.

Длина бетонируемого участка плотины  $L = 96$  м.

Объём бетонирования;

$$V_{\text{б.р.}} = B \cdot L \cdot h = 92 \cdot 96 \cdot 22 = 194304 \text{ м}^3 \quad (4.25)$$

Время бетонирования:

$$t = V_{\text{б.р.}} / J_{\text{б.р.}} = 194304 / 23000 = 9 \text{ месяцев} \quad (4.26)$$

#### 4.11 Бетонные работы в подводной части здания ГЭС.

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС  $B = 24$  м.

Высота подводной части здания ГЭС  $h = 32,8$  м.  
Длина подводной части здания ГЭС  $L_{ГЭС} = 96$  м.  
Объем:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h \quad (4.27)$$

$$V_{б.р.} = 24 \cdot 96 \cdot 32,8 = 75571,2 \text{ м}^3$$

Время бетонирования  $t = V_{б.р.} / J_{б.р.} = 75571,2 / 13000 = 6$  месяцев.

проводят наращивание плотины повсему напорному фронту до отметки 476 м.

устраивают глубокую цементационную завесу в основании секций №15-22

под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины.

Наполняют водохранилище до отметки  $H_3 = 435$ , при этом напор для донных отверстий увеличивается до значения  $H = H_3 - H_{ц.о} = 435 - 388,5 = 46,5$  м где  $H_{ц.о}$  - напор над центром сечения отверстия.

Разработка котлованов под береговые участки плотины

Определяем объем грунта при разработке котлованов.

Правобережный котлован, секции 1÷10:

Длина 19,96 м, характерная ширина 92, глубина 2 м. Объем правобережного котлована

$$V = 41510,4 \text{ м}^3$$

Время на разработку грунта:

$$V / П_{эч} = 4320 \text{ час} = 180 \text{ суток} \quad (4.28)$$

Левобережный котлован, секции 22÷33:

Длина 252,26 м, характерная ширина 92, глубина 2 м. Объем правобережного котлована

$$V = 46415,84 \text{ м}^3.$$

Время на разработку грунта:

$$V / П_{эч} = 4320 \text{ час} = 180 \text{ суток} \quad (4.29)$$

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 395 и 435

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 40 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{пл} = 493$

Ширина сечения в нижней части 59,7 м

Ширина сечения в верхней части 34,6м  
Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины  
 $\omega_{\text{п}}=1507,1\text{м}^2$   
Объём бетона:

$$V=\omega_{\text{п}}\cdot L_{\text{пл}}=743000,3\text{м}^3 \quad (4.30)$$

Принимаем интенсивность бетонирования  $23000\text{м}^3$   
Время бетонирования  $t=32\text{мес.}$

#### 4.12 Четвертый этап

На данном этапе проводят бетонные работы:  
наращивание водосливной плотины: секции №1-33 до 476 отметки .  
монтаж поверхностных затворов на секциях №11-15

Строительный расход пропускают через 20 донных отверстия.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 435 и 476

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 41 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{\text{пл}}=707\text{м}$

Ширина сечения в нижней части 34,6м

Ширина сечения в верхней части 20м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$\omega_{\text{п}}=849,4\text{м}^2$

Объём бетона:

$$V=\omega_{\text{п}}\cdot L_{\text{пл}}=600525,8\text{м}^3 \quad (4.31)$$

Принимаем интенсивность бетонирования  $23000\text{м}^3$   
Время бетонирования  $t=27\text{мес.}$

#### 4.13 Пятый этап

Возводят плотину до проектных отметок.

В секциях № 11-15 бетонируют донные отверстия и демонтируют затворы. В секциях № 11-15 формируют водосливную грань и носок-трамплин.

Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №11-15.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 476 и 498,4

Наибольшая высота участка бетонирования 22,4 м  
Длина бетонизируемого участка плотины  $L_{пл}=781$  м  
Ширина сечения в нижней части 20 м  
Ширина сечения в верхней части 20 м  
Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины  
 $\omega_{п}=367,3$  м<sup>2</sup>  
Объём бетона:

$$V = \omega_{п} \cdot L_{пл} = 286971,5 \text{ м}^3 \quad (4.32)$$

Принимаем интенсивность бетонирования 13000 м<sup>3</sup>  
Время бетонирования  $t=22$  мес

## 5 Компонировка и сооружения гидроузла

### 5.1 Определения отметки гребня бетонной плотины

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

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a, \quad (5.1)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{r\ 1\%} + a, \quad (5.2)$$

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

$a$  – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м

При определении следует принимать обеспеченности скорости ветра для расчета элементов волн наката и нагона:

При НПУ:

Для сооружения I класса – 2%  $v_w=14$  м/с;

При ФПУ:

Для сооружения I класса – 20%  $v_w=12$  м/с;

При основном составе нагрузок и воздействий:

Безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 545}{14^2} = 27,3; \quad (5.3)$$

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{14} = 15135, \quad (5.4)$$

$t$  – период развития волн на водохранилище, бч.

Условная глубина в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{490 - 375}{2} = 115\text{м} \quad (5.5)$$

где  $d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Для глубоководной зоны ( $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ) по найденным безразмерным комплексам определяется отношения [3, приложения 1, рис.1].

$$\frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,011; \quad \frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,15; \quad \frac{g\bar{T}}{v_w} = 1,15; \quad \frac{g\bar{T}}{v_w} = 5,1.$$



По минимальным определенным отношениям вычисляются средний период волны и средняя высота:

$$\bar{h} = 0,011 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0,011 \cdot \frac{14^2}{9,81} = 0,22 \text{ м}; \quad (5.6)$$

$$\bar{T} = 1,15 \cdot \frac{v_w}{g} = 1,15 \cdot \frac{14}{9,81} = 1,64 \text{ с}. \quad (5.7)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,64^2}{2 \cdot 3,14} = 4,2 \text{ м}. \quad (5.8)$$

Условие  $d = 115 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 4,2 = 2,1 \text{ м}$ , следовательно, зона глубоководная параметры средний период волны и средняя высота определены, верно.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}K_i = 0,22 \cdot 2,09 = 0,46 \text{ м}, \quad (5.9)$$

где  $K_i = 2,09$  – коэффициент, определяемый по [3, приложения 1 рисунок 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v_w^2}$ .

Отметка гребня:

$$\nabla_{\text{БП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 490 + 0,46 + 0,8 = 491,26 \text{ м} \quad (5.10)$$

При особом составе нагрузок и воздействий:

Безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 565}{12^2} = 38,5; \quad (5.11)$$

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{12} = 17658, \quad (5.12)$$

Для глубоководной зоны ( $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ) по найденным безразмерным комплексам определяется отношения [3, приложения 1, рис.1].

$$\frac{\bar{h}}{v_w^2} = 0,012; \quad \frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,13; \quad \frac{g\bar{T}}{v_w} = 1,25; \quad \frac{g\bar{T}}{v_w} = 5,2.$$

По минимальным определенным отношениям вычисляются средний период волны и средняя высота:

$$\bar{h} = 0,012 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0,012 \cdot \frac{12^2}{9,81} = 0,18 \text{ м}; \quad (5.13)$$

$$\bar{T} = 2,62 \cdot \frac{v_w}{g} = 1,25 \cdot \frac{12}{9,81} = 1,53 \text{ с} \quad (5.14)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,53^2}{2 \cdot 3,14} = 3,66 \text{ м} \quad (5.15)$$

Условие  $d = 115 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 3,66 = 1,83 \text{ м}$ , следовательно, зона глубоководная параметры средний период волны и средняя высота определены, верно.

Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}K_i = 0,18 \cdot 2,095 = 0,38 \text{ м} \quad (5.16)$$

где  $K_i = 2,095$  – коэффициент, определяемый по СНиП [3, приложения 1 рисунок 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v_w^2}$ .

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{ФПУ} + h_{1\%} + a = 492 + 0,38 + 0,8 = 493,18 \text{ м} \quad (5.17)$$

Отметки гребня плотины выбираются из отметок:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + a = 490 + 0,46 + 0,8 = 491,26 \text{ м} \quad (5.18)$$

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{ФПУ} + h_{1\%} + a = 492 + 0,38 + 0,8 = 493,18 \text{ м} \quad (5.19)$$

$$\nabla\text{ГБП} = 498,4 \text{ (пункт 5,3)}.$$

## 5.2 Гидравлический расчет

Согласно СНиП [2, Приложения Б]. Подпорным сооружениям гидроузлов при объеме водохранилища свыше 1000 млн. м<sup>3</sup> высотой больше 100 м. присваивается первый класс.

Исходные данные для проведения гидравлических расчетов:

- отметка НПУ – 490 м;
- отметка ФПУ – 492 м;

- отметка дна – 375м;
- максимальный расчетный расход основного расчетного случая – 10424 м<sup>3</sup>/с;
- максимальный расчетный расход поверочного расчетного случая – 11903 м<sup>3</sup>/с;
- количество ГА– $n_{га} = 4$ ;
- основание скальное (диабаз);
- расход через один гидроагрегат –  $Q_{га} = 251$  м<sup>3</sup>/с;

Гидравлическими расчетами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани, сопряжение струи в нижнем бьефе.

Параметры водосливной плотины, сопряжение бьефов и размер гасителей определяются по максимальному расходу основного расчетного случая таблица 5.1.

Таблица 5.1- Кривая обеспеченности средних максимальных расходов

p%	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99	99,99
$\varphi$	4,94	3,88	3,08	2,72	2,1	1,78	1,32	0,8	-	-	-	-	-	-2,32
$M_s = \varphi$	1,4	1,08	0,85	0,75	0,58	0,49	0,36	0,22	-	-0,2	-	-	-	-0,64
$K_s = M_{s+1}$	2,38	2,08	1,85	1,75	1,58	1,49	1,36	1,22	0,97	0,79	0,59	0,54	0,46	0,35
$Q = K_s Q_{срм.}$	11903	10424	9307	8805	7940	7493	6851	6125	4883	4004	2958	2720	2330	1771

### 5.3 Определение ширины водосливного фронта

Расход через гидроагрегаты ГЭС, участвующие в пропуске расхода:

$$Q_{ГЭС} = (n_{га} - 1) \cdot Q_{га} = (4 - 1) \cdot 251 = 753 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.20)$$

Расчетный расход через водосливную плотину:

$$Q_p = Q_{max} - Q_{ГЭС} = 10424 - 753 = 9671 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.21)$$

где  $Q_{max}$  – максимальный расход основного расчетного случая обеспеченностью  $p = 0,1\%$  (для сооружений I класса) приведен в таблице 5.1 [2, таблица 2];

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p \quad (5.22)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} \quad (5.23)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина в НБ при максимальном расходе основного расчетного случая, определяется по графику  $Q = f(\nabla_{\text{НБ}})$ ,  $\nabla_{\text{НБ}} = 395\text{м}$ , тогда

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{НБ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 395 - 375 = 20\text{м} \quad (5.24)$$

$[v_n]$  – допустимая не размывающая скорость на рисберме; для скалы  $v_n = 5 \text{ м/с}$ .

$$q_p = 5 \cdot 20 = 100 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда

$$q_B = 1,25 \cdot 100 = 125 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{9671}{125} \approx 78 \text{ м} \quad (5.25)$$

Стандартная ширина пролета водосливного отверстия  $b=18\text{м}$ , тогда их количество будет равно:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{77}{18} = 4,3 \quad (5.26)$$

Округляется до целого –  $n = 5$ .

Ширина водосливного фронта:

$$B = b \cdot n = 18 \cdot 5 = 90 \text{ м} \quad (5.27)$$

#### 5.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (5.28)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа А  $m \approx 0,49$ . (рис.1)

$$H_{01} = \left( \frac{9671}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,48 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (5.29)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления  $\sigma_n = 1$ ;

$m = 0,49$  (рис.5.2)

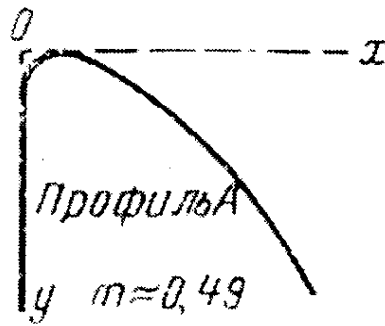


Рисунок 5.2 - Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (5.30)$$

где  $\xi = 0,7$  – коэффициент, учитывающий скругление вертикальных ребер устоя.

$\xi = 0,45$  – коэффициент, зависящий от формы быков в плане (полукруглая).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{13,48}{18} = 0,93$$

$$H_{02} = \left( \frac{9671}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,93 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 14,00 \text{ м}$$

Выполняется проверка условия  $\omega > 4BH_{02}$ , где  $\omega$  – площадь живого сечения потока. При его выполнении скорость подхода воды к плотине не учитывается и считается что геометрический напор на водосливе равен полному напору.

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_B] \text{ м}^2 \quad (5.31)$$

$$\omega = (490 - 375) \cdot [90 + (5 - 1) \cdot 4] = 12190 \text{ м}^2$$

$$4BH_{02} = 4 \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_B] = 4 \cdot [90 + (5 - 1) \cdot 4] \cdot 14 = 5936 \text{ м}^2 \quad (5.32)$$

$\omega = 12190 > 4BH_{02}$  следовательно скоростную составляющую можно не учитывать.

где  $\delta_B$  = м. толщина быка (пункт 5,3)

Определённый геометрический напор на гребне водослива округляется до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{ст} = 14 \text{ м}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 490 - 14 = 476 \text{ м} \quad (5.33)$$

## 5.5 Проверка на пропуск проверочного расхода при поверочном расчетном случае

Расход через водосливную плотину для поверочного расчетного случая:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} = 11903 - 753 = 11150 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.34)$$

где  $Q_{пов.мах}$  – максимальный расход поверочного расчетного случая обеспеченностью  $p = 0,01\%$  (Таблица 1). Для сооружений I класса СНиП [2, таблица 2];

Полный напор на гребне водослива в первом приближении: без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01пов.} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{11150}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 14,82 \text{ м} \quad (5.35)$$

Во втором приближении определим напор  $H_{02пов.}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02пов.} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (5.36)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi}{n} \cdot \frac{H_{01пов.}}{b} \quad (5.37)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{14,82}{18} = 0,92,$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{11150}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 15,7 \text{ м.}$$

Геометрический напор на гребне водослива (без учета скорости подхода) при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов.}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} \quad (5.38)$$

где

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})[B + (n - 1)\delta_B]} \quad (5.39)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{11150}{(492 - 375) \cdot [90 + (5 - 1) \cdot 4]} = 0,9 \text{ м/с}$$

$$H_{\text{пов}} = 15,7 - \frac{1,1 \cdot 0,9^2}{2 \cdot 9,81} = 15,65 \text{ м.}$$

Определяется расчетная отметка ФПУ:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 476 + 15,65 = 491,65 \text{ м} \quad (5.40)$$

Так как расчетная  $\nabla\text{ФПУ}$  меньше заданной, то заданная  $\nabla\text{ФПУ}=462\text{м}$  не корректируется.

## 5.6 Построение профиля водослива Кригера-Офицерова

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяются координаты оголовка (рис. 5.3) безвакуумного водослива с оголовком профиля А[1]. Табличные координаты  $x$  и  $y$  умножаются на  $H_{\text{ст}}$  (пункт 5.3). Расчеты сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2- Координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицерова)

точки	X, м	Y, м	точки	X, м	Y, м	точки	X, м	Y, м
0	0,126	1,764	14	0,564	7,896	28	2,462	34,468
1	0,036	0,504	15	0,661	9,254	29	2,640	36,960
2	0,007	0,098	16	0,764	10,696	30	2,824	39,536
3	0,000	0,000	17	0,873	12,222	31	3,013	42,182

Продолжение таблицы 5.2

точки	X, м	Y, м	точки	X, м	Y, м	точки	X, м	Y, м
4	0,006	0,084	18	0,978	13,692	32	3,207	44,898
5	0,027	0,378	19	1,108	15,512	33	3,405	47,670
6	0,060	0,840	20	1,235	17,290	34	3,609	50,526
7	0,100	1,400	21	1,369	19,166	35	3,818	55,452
8	0,146	2,044	22	1,508	21,112	36	4,031	56,454
9	0,198	2,772	23	1,653	23,142	37	4,249	59,486
10	0,256	3,584	24	1,794	25,116	38	4,471	62,594
11	0,321	4,494	25	1,960	27,440	39	4,698	65,772
12	0,394	5,516	26	2,122	29,708	40	4,930	69,020
13	0,475	6,650	27	2,280	31,920			

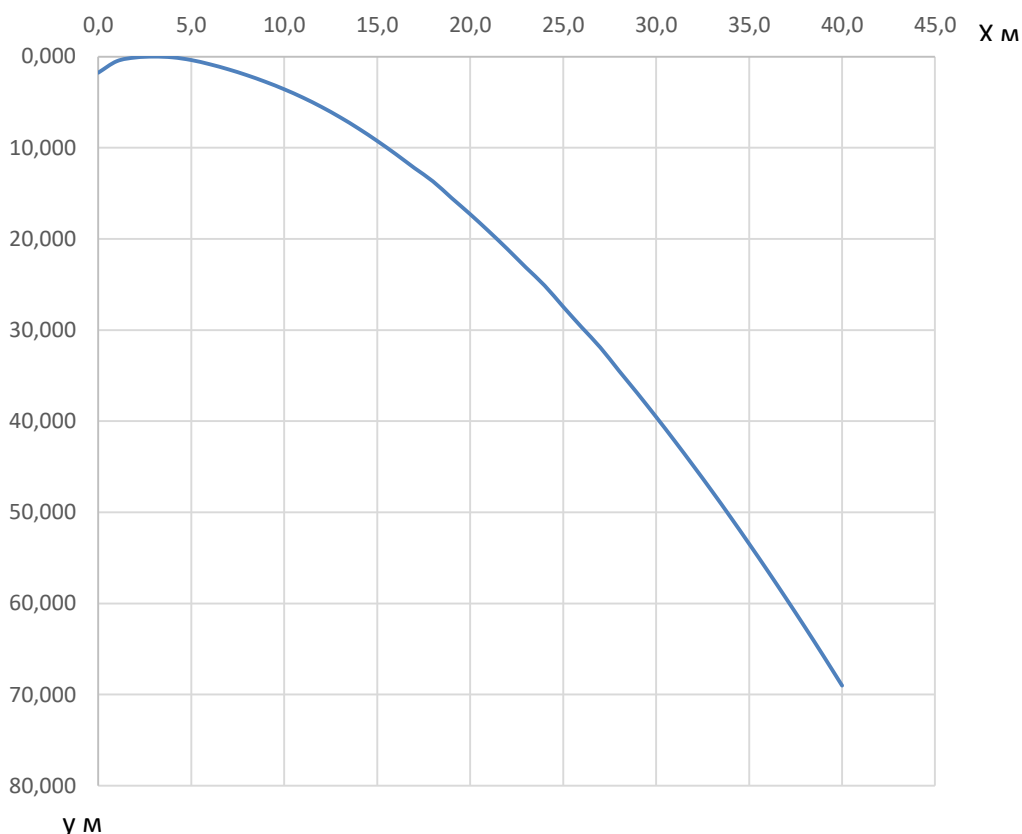


Рисунок 5.3 - Очертание оголовка плотины практического профиля типа А

$$R = (0,2 \div 0,5) \cdot (H_{\text{ст}} + C_{\text{в}}) \quad (5.41)$$

$$R = 0,4 \cdot (H_{\text{ст}} + C_{\text{в}}) = 0,4 \cdot (14 + 101) = 46\text{м.}$$

$$C_{\text{в}} = \nabla_{\text{ГВ}} - \nabla_{\text{дна}} = 476 - 375 = 101\text{м} \quad (5.42)$$

### 5.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать вторую сопряженную глубину  $h_c''$ , которую следует сравнить с глубиной в нижнем бьефе  $h_{\text{НБ}}$  и по их соотношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).



Определяем параметры гидравлического прыжка.

Из пункта 4.2 известно, что условия  $\omega > 4ВН$  выполняется. Значит скорость подхода воды не учитывается то есть  $H_{ст} = H_0$ .

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$E_0 = C_n + H_{ст.} = (\nabla_{ГВ} - \nabla_{дна}) + H_{ст.} = 101 + 14 = 115 \text{ м} \quad (5.43)$$

где  $C_n$ - высота водосливной плотины со стороны нижнего бьефа.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 9671^2}{106^2 \cdot 9,81}} = 9,8 \text{ м} \quad (5.44)$$

$$B = B + (n - 1)\delta_B = 90 + (5 - 1)4 = 106 \text{ м} \quad (5.45)$$

Относительная полная удельная энергия:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{115}{9,8} = 11,7 \quad (5.46)$$

По графику М.Д. Чертоусова [1] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  (при большой сливной грани) и  $\xi_0 = 11,7$  определяются:

Относительные энергии:

$$\xi_c = 0,219;$$

$$\xi_c'' = 2,82.$$

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,219 \cdot 9,8 = 2,15 \quad (5.47)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 2,82 \cdot 9,8 = 27,64 \text{ м} \quad (5.48)$$

При  $h''_c > h_{НБ}$ , ( $27,64 > 20 \text{ м}$ ) в нижнем бьефе, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии.

## 5.8 Выбор и расчет гасителей энергии в нижнем бьефе

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40м гашения энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи Этот способ применяю при определенных условиях: прочные скальные грунты в основании, устойчивые при увлажнении грунты

береговых примыканий, ширина русла достаточно для того, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов ГЭС.

$$\frac{l_{ch}}{h_{пл}} > 3 \quad (5.49)$$

$$\frac{l_{ch}}{h_{пл}} = \frac{758}{115} = 6,6 > 3 \quad (5.50)$$

где  $l_{ch}$  – ширина ущелья по хорде на уровне гребня плотины;

$h_{пл}$  – высота плотины.

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокие уступ с носком-трамплином.

Отметка уступа:

$$\nabla_{УСТ} = \nabla_{УНБ_{Q_{max.пов}}} + 1 = 395 + 1 = 396\text{м} \quad (5.51)$$

$\nabla_{УНБ_{Q_{max.пов}}}$ -отметка при максимальном расходе поверочного расчетного случая обеспеченностью  $p = 0,01\%$  (рис.1)

Высота уступа относительно дна:

$$a = \nabla_{УСТ} - \nabla_{дна} = 396 - 375 = 21\text{м} \quad (5.52)$$

Превышение УВБ над отметкой носка трамплина с учетом скоростного напора:

$$Z_1 = E_0 - a = 115 - 21 = 94\text{м} \quad (5.53)$$

$E_0 = 115\text{м}$  (пункт 4,5).

Превышение УВБ над УНБ с учетом скоростного напора:

$$Z_0 = E_0 - h_{нб} = 115 - 20 = 95\text{м} \quad (5.54)$$

Коэффициент аэрации  $K_a$  определяется по числу Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{42,76^2}{9,81 \cdot 2,13} = 87,5 \quad (5.55)$$

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 93} = 42,76\text{м/с} \quad (5.56)$$

где  $\varphi = 1$ -коэффициент скорости, принимаемый в зависимости от условий истечения [1];

Высота потока воды на носке:

$$h_n = q_p / v_n = 91.24 / 42.76 = 2.13 \text{ м} \quad (5.57)$$

Удельный расход на водосливной плотине:

$$q_p = \frac{Q_p}{B + (n - 1)\delta_b} = \frac{9671}{106} = 91.24 \text{ м}^2/\text{с} \quad (5.58)$$

При числе Фруда  $> 35$   $K_a = 0,9$

Угол схода потока с носка принимается  $\alpha = 30^\circ$ .

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[ \sqrt{\left(1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1\right) \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}\right) + 1\right)} \right] \quad (5.59)$$

$$0.9 \cdot 94 \cdot 1^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left[ \sqrt{\left(1 + \left(\frac{95}{94} - 1\right) \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 30}\right) + 1\right)} \right] = 146.84 \text{ м}$$

Безопасное расстояния для прочной скалы:

$$L > 0,4 Z_0 = 0,4 \cdot 95 = 38.08 \text{ м} \quad (5.60)$$

$$L = 146,84 > 0,4 \cdot 95 = 38,08 \text{ м}$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} = 62,24 - 20 = 42,24 \text{ м} \quad (5.61)$$

Где  $t = \nabla \text{НБ}$  –  $\nabla$  днаямы размыва, определяется по следующей формуле:

$$t = (0.1 + 0.45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_n \quad (5.62)$$

$$t = (0.1 + 0.45 \cdot \sqrt[4]{87,5}) \cdot \sqrt{87,5} \cdot \sqrt{\frac{20}{1}} \cdot 2,13 = 62,2 \text{ м}$$

**d-средняя крупность**

Расстояния от плотины до центра ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1} = 146,84 + \frac{62,2}{0.60} = 250,5 \text{ м} \quad (5.63)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0.5h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} \quad (5.64)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9.81(0.5 \cdot 2.13 \cdot \cos 30 + 21 - 20)}{42.76^2 \cdot \cos^2 30}} = 0.60$$

Длина горизонтального участка ямы размыва:

$$V_p = 2.5h_{кр} + 3.7h_{рзм} = 24,5 + 156,29 = 180,79\text{м} \quad (5.65)$$

Длина горизонтального участка по дну ямы размыва:

$$V_p = 2,5h_{кр} = 2,5 \cdot 9,8 = 24,5\text{м} \quad (5.66)$$

## 5.9 Конструирование основных элементов плотины

### Определение ширины и отметки подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным  $0,67 \div 0,8$ , а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Подошву плотины заглубляем в основание на 2 м. чтобы снять верхний слой скального основания.

$$V_{\text{под}} = V_{\text{дна}} - 2 = 375 - 2 = 373\text{м} \quad (5.67)$$

Высота плотины:

$$H_{\text{пл}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{под}} = 490 - 373 = 117\text{м} \quad (5.68)$$

Ширина основания:

$$B = 0,79H_{\text{пл}} = 0,79 \cdot 117 = 92\text{м} \quad (5.69)$$

## 5.10 Выбор схемы и определение размеров элементов подземного контура плотины

### Цементационная завеса

Предназначена для снижения фильтрационного давления на подошву плотины.

Расстояния от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_{зв} = (0,1 - 0,25)B \quad (5.70)$$

$$l_{зв} = 0,1 \cdot 92 = 9,2\text{м}$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зв} = (0,5 - 0,8) \cdot H_{max} = 0,6 \cdot 110 = 66\text{м} \quad (5.71)$$

$$H_{max} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{min.} = 490 - 380 = 110\text{м} \quad (5.72)$$

$\nabla\text{УНБ}_{min}$  – определяется по кривой связи для санитарного расхода  $Q_{сан.}$   
 $= 377\text{м}^3/\text{с}$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{66 \cdot 1,2}{15} = 5,3\text{м} \quad (5.73)$$

где  $\Delta H_3 = H_d - 0,4H_d = 0,6H_d = 0,6 \cdot 110 = 66\text{ м}$  – потери напора на завесе ;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения [4];

$J_{кр}$  – критический градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания: в скальных грунтах – 15[5].

Принимается двухрядная цементационная завеса толщиной около 6м шаг скважин в ряду принимается  $l_2 = 3\text{м}$ .

### Дренажные устройства

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения грунта основания под подошвой сооружения устраивают дренажи (рис.5.4).

Расстояния между дренажом и цементационной завесой:

$$l_3 = (2 - 3) \cdot l_2 = 2 \cdot 3 = 6\text{м} \quad (5.74)$$

Глубина дренажа:

$$h_{зв} = (0,5 - 0,7) \cdot h_{зав} \quad (5.75)$$

$$h_{зв} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 66 = 33\text{м.}$$



Рисунок 5.4 - Подземный контур водосливной плотины

### 5.11 Назначение размеров быков

Размер быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затвора, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Оголовок быка выполняется полукруглым (рис. 5.5). Толщину принимаем 4 м. (пункт 5,2). Минимальная толщина между пазами 2м. Ширина между плоскими затворами принимается 1.5м. Быки выдвигаются в верхний бьеф на 4,4м.

При ширине водосливногo пролета 18м толщина быка с учетом его разреза деформационным швом по оси [2 ]:

$$\delta_{б} = 0,18\delta_{б} + 0,76 = 0,18 \cdot 18 + 0,76 = 3,24 + 0,76 = 4\text{м} \quad (5.76)$$

Для плоского рабочего затвора длина паза  $m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{20}\right) \cdot b$

$$m = \frac{1}{10} \cdot 20 = 2 \text{ м, тогда его ширина равна } n = \frac{m}{2} = 1\text{м}$$

Разрезной бык состоит из двух полубыков. При этом толщина пазового перешейка быка:

$$d_0 = \delta_B - (n * 2) = 4 - (1 * 2) = 2 \text{ м} \quad (5.77)$$

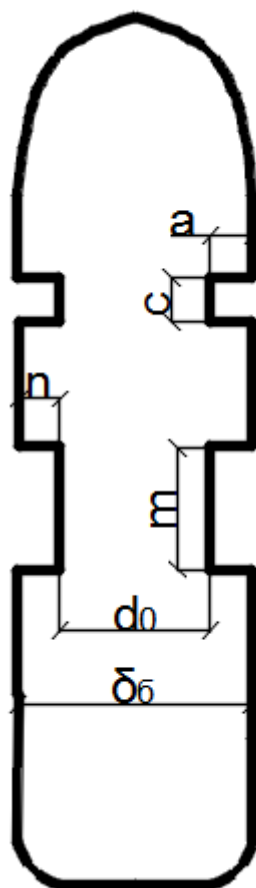


Рисунок 5.5 - Схема быка в плане

Для ремонтных затворов со стороны ВБ пазы размещаются на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе. Ширина и длина паза ремонтного затвора равняется  $a = c = 0,5 \text{ м}$ .

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{НПУ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 476 + 1,6 \cdot 14 = 498,4 \text{ м} \quad (5.78)$$

### 5.12 Разрезка плотины швами

Разрезка на меж секционные швы выполняется по осям быков чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Ширина межсекционного шва:

$$b + \delta_6 = 18 + 4 = 22 \text{ м} \quad (5.79)$$

Каждая секция разрезается на 5 столбов. Разрезка выполняется объемными швами шириной 1,2м. по плотинеаналогу Зейская ГЭС.

Ширина столбов:

$$\frac{B}{5} = \frac{92}{5} = 18,4\text{м} \quad (5.80)$$

### 5.13 Устой

Разделительный устой отделяет водослив от здания ГЭС. Раздельный устой состоит из трех основных элементов: продольный подпорной стенки, верхней сопрягающей стенки и нижней сопрягающей стенки.

Устой выдвинут в нижний бьеф на 108,32 м.

### 5.14 Галереи в теле плотины

Размер галерей, устроенных для цементации основания, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными но при этом обеспечивают провоз и работу бурового и цементационного оборудования.

Галереи, предусмотрены для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА следует назначить шириной- 2,5 м и высотой- 3 м.

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 20 м (375,00; 395,00; 415,00; 435,00; 455,00).

### 5.15 Дренаж тела бетонных плотин.

Вдоль напорной грани плотины следует предусматривать устройства дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выход в продольные галереи и имеющих выход в смотровые шахты расположенные в межсекционных швах плотины.

Диаметр вертикальных дренажных скважин следует принимать 30 см. Расстояния от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{др}$ , а также до верхней грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м и при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}} \quad (5.81)$$

Галерея на отметки 375 м:

где  $H_d = \nabla\text{НПУ} - 375 = 490 - 375 = 120\text{м}$ -напор над расчетным сечением;



$\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;  
 $I_{кр,m} = 25$  – критически средний градиент напора для бетонной плотины.

$$a_{др} = \frac{120 \cdot 1,25}{25} = 7,7 \text{ м}$$

Галерея на отметки 395 м:

$$a \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,m}} \quad (5.82)$$

$$a = \frac{95 \cdot 1,25}{25} = 4,75 \text{ м}$$

Напор над расчетным сечением:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - 395 = 490 - 395 = 95 \text{ м} \quad (5.83)$$

Расстояния от напорной грани до дренажа на отметках (415,00; 435,00; 455,00) принимается равным расстоянию на отметки 395,00.

## 5.16 Фильтрационный расчет подземного контура

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на подошву плотины.

Расчеты проводятся для двух расчетных случаев: основного сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе  $\nabla \text{НПУ}$ , в нижнем -  $\nabla \text{УНБ}_{\min}$ , соответствует  $Q_{\text{сан}}$ ) и особого сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе  $\nabla \text{ФПУ}$ , в нижнем -  $\nabla \text{УНБ}_{\max}$ , соответствует  $Q_{\text{пов. max}}$ ).

## 5.17 Построение эпюры фильтрационного противодействия для плотин на скальном основании.

Подземный контур проектируемой плотин на скальном основании состоит из вертикальной глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней (рис 5.6-5.7). В [5, таблица 5, черт. 7] представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цемзавесы  $H_{ас}$  и дренажа  $H_{др}$  при основном и особом сочетаниях нагрузок и воздействий, и нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств. В качестве особой нагрузки принимается работа сооружения при  $\nabla \text{ФПУ}$ .

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$H_{ас} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 110 = 44 \text{ м} \quad (5.84)$$

$$H_{др} = 0.2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 110 = 22\text{м} \quad (5.85)$$

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min.}} = 490 - 380 = 110\text{м} \quad (5.86)$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$H_{ас} = 0.4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 97 = 38,8\text{м} \quad (5.87)$$

$$H_{др} = 0.2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 97 = 19,4\text{м} \quad (5.88)$$

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{max.}} = 492 - 395 = 97\text{м} \quad (5.89)$$

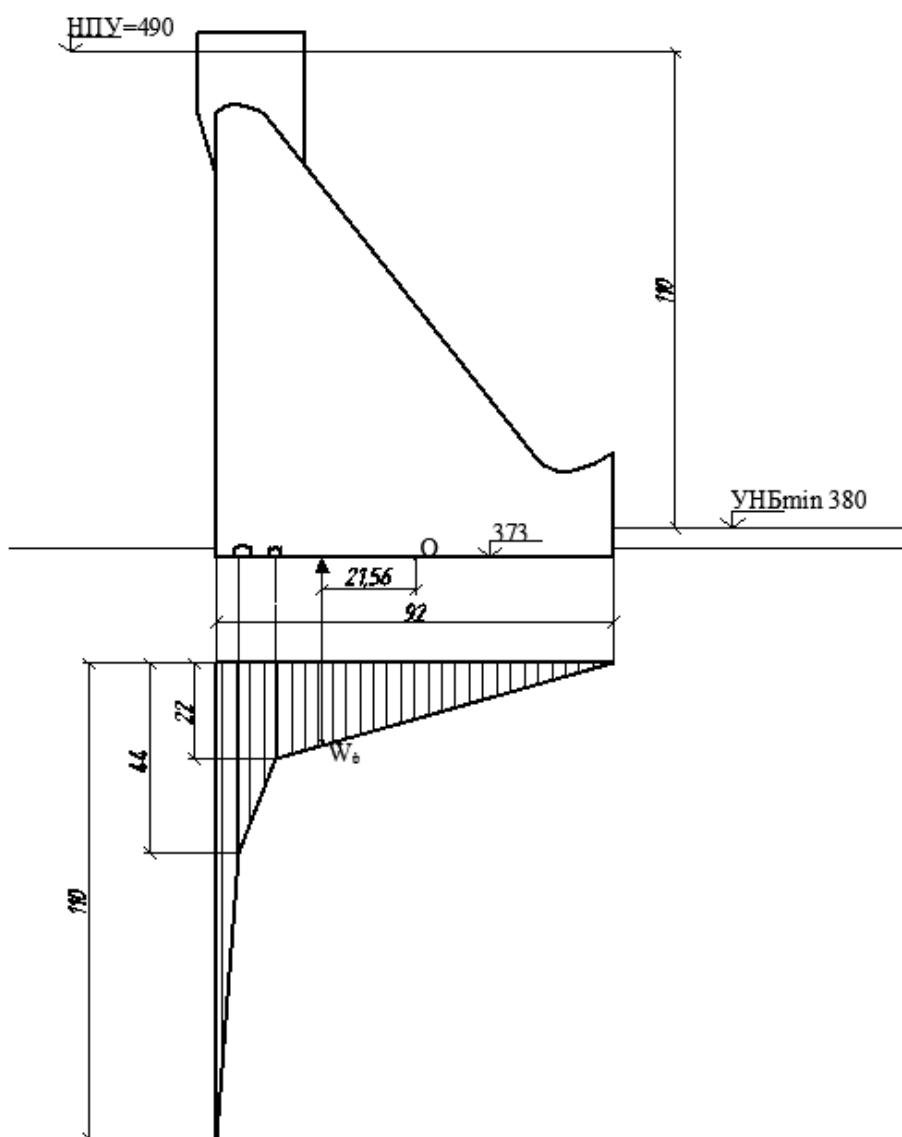


Рисунок 5.6 - Эпюра фильтрационного давления при основном сочетании нагрузок и воздействий

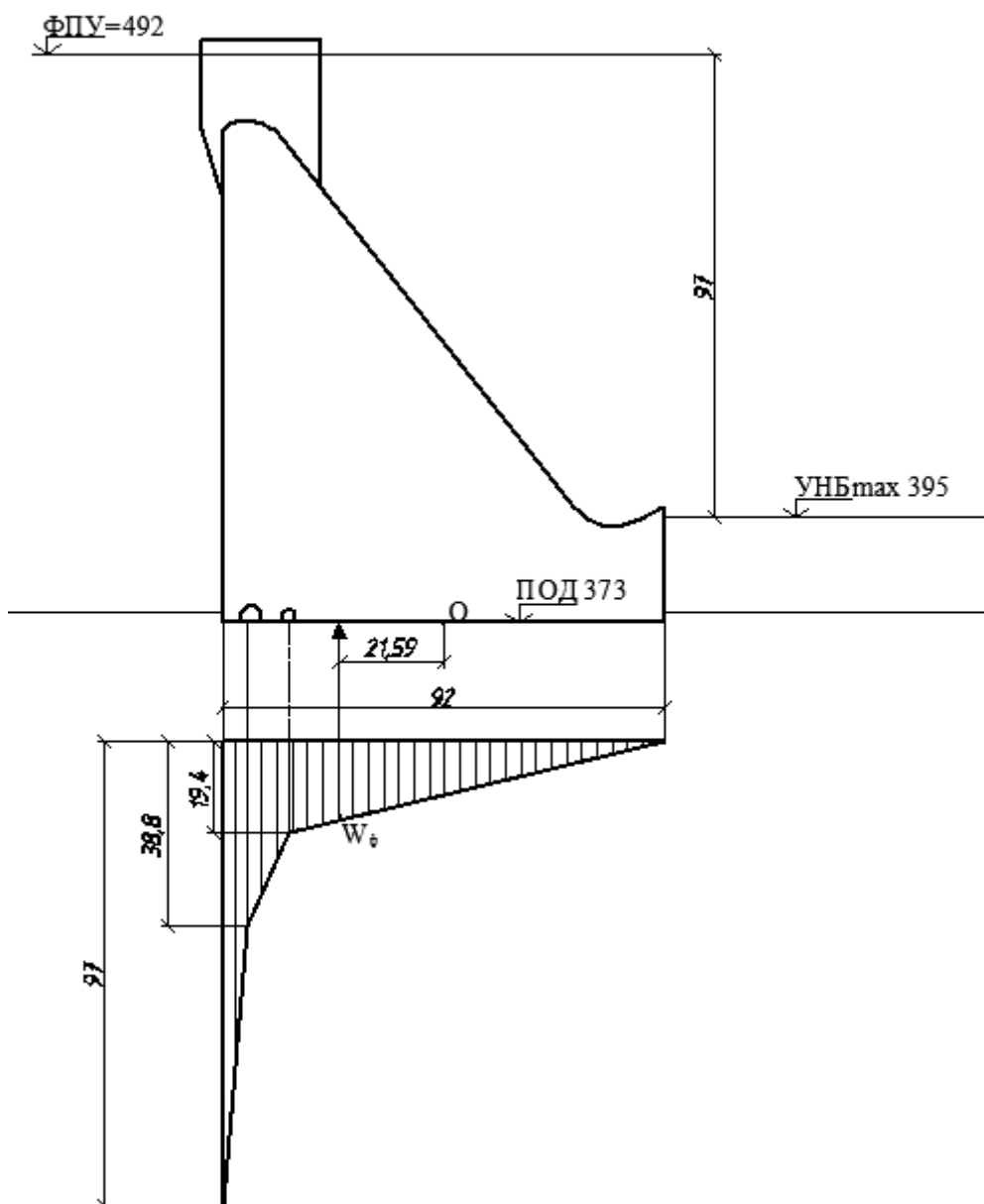


Рисунок 5.7. - Эпюра фильтрационного давления при особом сочетании нагрузок и воздействий

## 5.18 Статические расчеты плотины

### Сбор и расчет основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные (вес затвора, быка и плотины, сила гидростатического давления), временные длительные (давления наносов) и кратковременные (давления волн). При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. В качестве особой нагрузки принимается  $\nabla\phi_{пу}$

## Вес сооружения

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{5584,9 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{18 + 4} = 107583,45 \text{ кН/м} \quad (5.90)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения:

$b = 18 \text{ м}$  – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}} = 4 \text{ м}$  – толщина быка;

$\rho_{\text{б}} = 2,4 \text{ кН/м}^3$  плотность бетона.

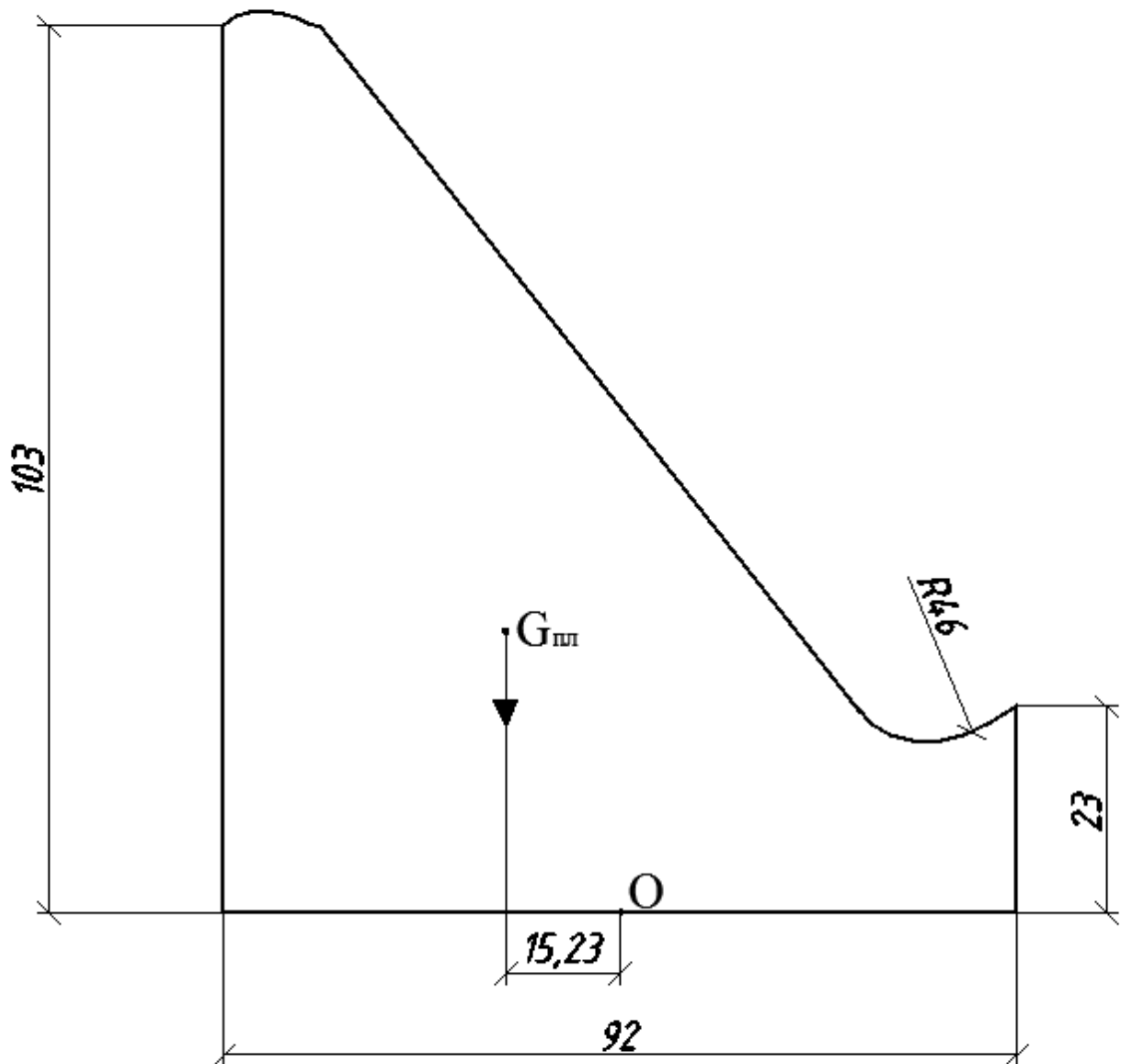


Рисунок 5.8 -Равнодействующая сил собственный вес плотины и ее плече относительно центра тяжести подошвы

Для определения площади поперечного сечения сооружения и точки приложения равнодействующей воспользовались программой AutoCAD для более точного результата (рис. 5.8 - 5.9).

Площадь поперечного сечения плотины:

$$S_{пл} = 5584,9\text{м}^2.$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{6126,6 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{18 + 4} = 26226,3\text{кН/м} \quad (5.91)$$

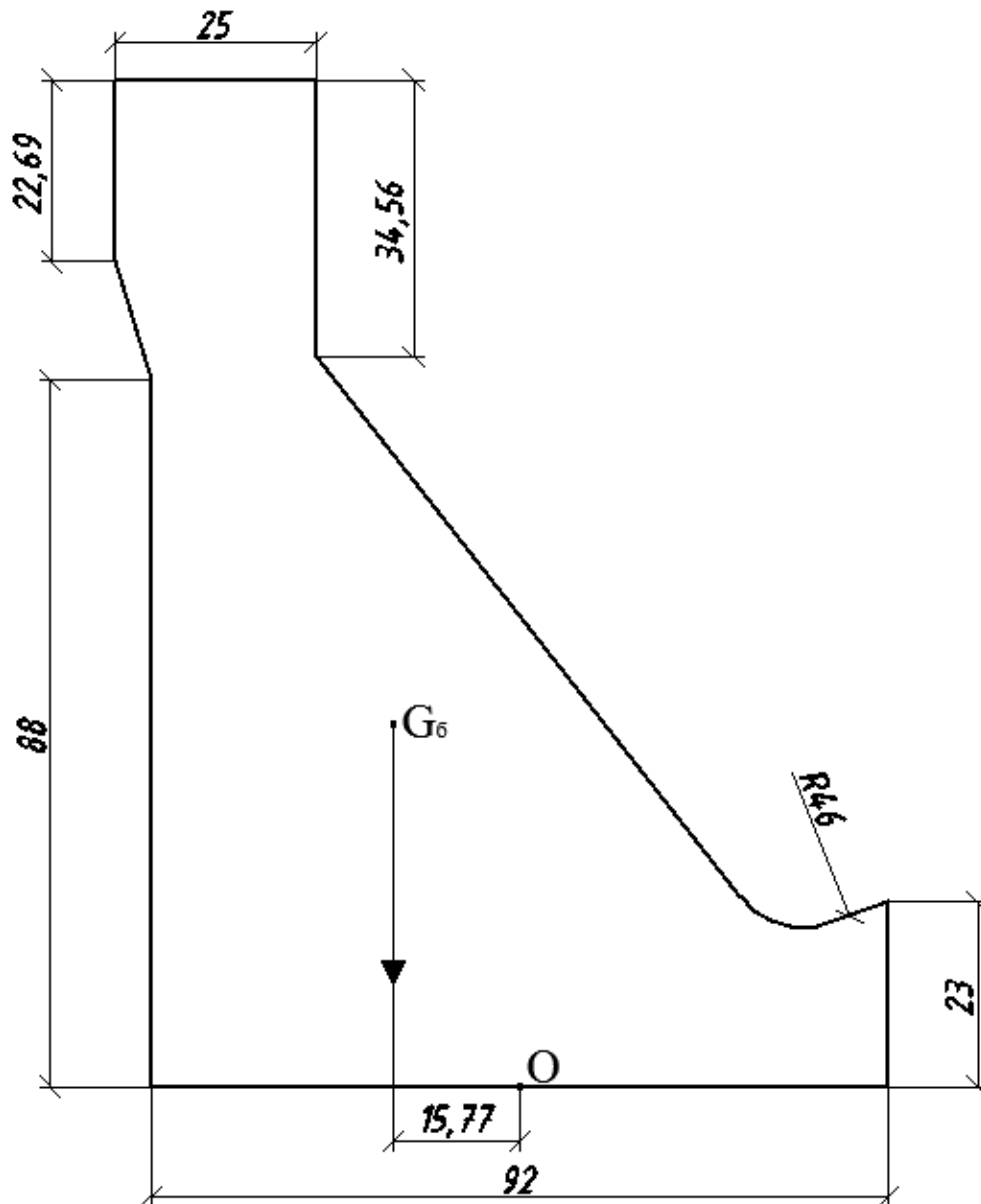


Рисунок 5.9. - равнодействующая сил собственный вес бычка и его плече относительно центра тяжести подошвы

Площадь поперечного сечения бычка:

$$S_6 = 6126,6\text{м}^2$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 297 \cdot \sqrt{297} \cdot 9,81 = 2761,63 \text{ кН} \quad (5.92)$$

$f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (492 - 476 + 0,5) \cdot 18 = 297 \text{ м}^2 \quad (5.93)$$

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{2761,63}{18 + 4} = 125,5 \text{ кН/м} \quad (5.94)$$

### Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эшюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

➤ с верхнего бьефа:

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 117^2}{2} = 67144,6 \text{ кН/м} \quad (5.95)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 490 - 373 = 117 \text{ м}$ .

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$T'_B = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 119^2}{2} = 69459,7 \text{ кН/м} \quad (5.96)$$

где  $h_1' = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{под} = 492 - 373 = 119 \text{ м}$ .

с нижнего бьефа:

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 7^2}{2} = 240,4 \text{ кН/м} \quad (5.97)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 380 - 373 = 7 \text{ м}$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$T'_H = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 22^2}{2} = 2374,02 \text{ кН/м} \quad (5.98)$$

где  $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{max}} - \nabla_{\text{под}} = 395 - 373 = 22 \text{ м}$

### **Равнодействующая сила взвешивающего давления**

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для особого сочетания нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления.

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g B h_1 = 1 \cdot 9,81 \cdot 92 \cdot 7 = 6317 \text{ кН/м} \quad (5.99)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{min}} - \nabla_{\text{под}} = 380 - 373 = 7 \text{ м}$ .

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = \rho_w g B h_1' = 1 \cdot 9,81 \cdot 92 \cdot 22 = 19855,44 \text{ кН/м} \quad (5.100)$$

где  $h_1' = \nabla_{\text{УНБ}_{max}} - \nabla_{\text{под}} = 395 - 373 = 22 \text{ м}$ .

### **Сила фильтрационного давления**

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 1545,2 = 15158,4 \text{ кН/м} \quad (5.101)$$

где  $S_{\text{эп}} = 1545,2 \text{ м}^2$ .

$S_{\text{эп}}$  определяется с учетом ординат эпюры [пункт 6,1] с помощью программы AutoCAD.

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{ф}} = \rho_w g S'_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 1362,5 = 13366,1 \text{ кН/м} \quad (5.102)$$

где  $S'_{\text{эп}} = 1362,5 \text{ м}^2$ .

### **Давление грунта**

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_H/2) = 11 \cdot 6 \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 30/2) = 21,9 \text{ кН/м}^2 \quad (5.103)$$

где  $\gamma_H' = 18 \text{ кН/м}^2$  – удельный вес суглинка в условиях естественной влажности ;

$\varphi_H = 30^\circ$  – угол внутреннего трения наносов;

$\gamma_H = \gamma_{\text{сух}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_B = 18 - (1 - 0,3) \cdot 10 = 11$ ;

$h_H = 6 \text{ м}$  – толщина слоя наносов;

$n_0 = 0,3$  – пористость.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (21,9 \cdot 6)/2 = 65,7 \text{ кН/м} \quad (5.104)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа (рис. 5.10) определяется следующим образом:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_1}{2}\right) \quad (5.105)$$

$$p_1 = 11 \cdot 6 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{45}{2}\right) = 11,88 \text{ кН/м}^2 ,$$

где  $\varphi_1 = 45^\circ$  – для скалы;

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_1) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_1}{2}\right) \quad (5.106)$$

$$p_2 = (11 \cdot 6 + 13,5 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{45}{2}\right) = 15,81 \text{ кН/м}^2$$

где  $\gamma_{\text{гр.взв}} = \gamma_{\text{гр.}} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 21 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 13,5 \text{ кН/м}^2$

$n = 0,25$  – пористость супеси;

$h_1 = 2$  – высота пригрузочного слоя;

$\gamma_{\text{гр.}} = 21 \text{ кН/м}^2$  – удельный вес скального грунта в условиях естественной влажности.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{\text{ав}} = S_{\text{эп}} = 27,69 \text{ кН/м}$$

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа (рис. 5.11) определяется по формулам:

На уровне подошвы плотины:

$$p_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 + \frac{\varphi_1}{2}\right) \quad (5.107)$$



$$p_{\text{пн}} = (13,5 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{45}{2} \right) = 157,36 \text{ кН/м}$$

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{\text{пн}} = \frac{p_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр.н}} = \frac{157,36}{2} \cdot 2 = 157,36 \text{ кН/м} \quad (5.108)$$

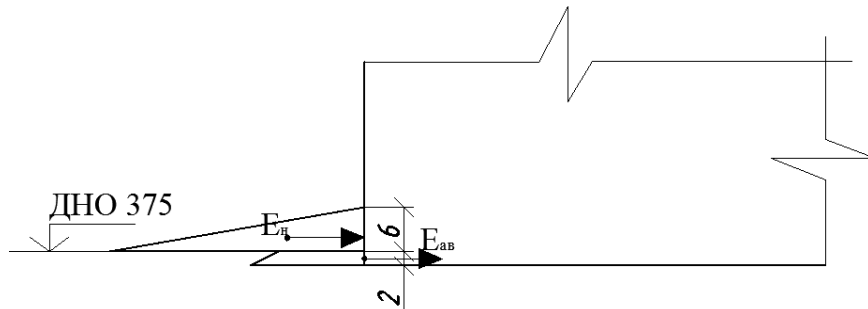


Рисунок 5.10 - Давление наносов и активное давления грунта со стороны верхнего бьефа

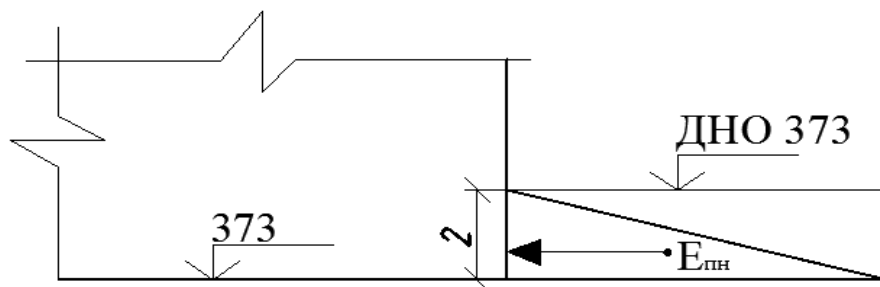


Рисунок 5.11. - Давление пассивного давления грунта со стороны нижнего бьефа

### Волновое давление

Равнодействующая сила волнового давления определяется по формуле:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (5.109)$$

Основное сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,46 \cdot \left( \frac{4,2}{3,14} + \frac{0,16}{2} \right) = 3,2 \text{ кН/м}$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,46^2}{4,2} = 0,16 \text{ м}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,2}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,46 = 0,5 \text{ м} \quad (5.110)$$

Особое сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,38 \cdot \left( \frac{3,66}{3,14} + \frac{0,13}{2} \right) = 2,3 \text{ кН/м}$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,38^2}{3,66} = 0,13 \text{ м}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{3,66}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,38 = 0,44 \text{ м}$$

## 5.19 Расчет прочности плотины

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

Действующие силы и их моменты представлены в таблицу 5.3 .

Таблица 5.3- Действующие силы и их моменты для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основное сочетания			Особое сочетание		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
$T_B$	1	→	67144,6	39	2618639,4	69959,7	39,66	2774601,7
$T_H$	1	←	240,4	2,33	-560,8	2374,02	7,33	-17409,48
$G_6$	0,9 5	↓	24914,98	16,9	-421063,3	26377,77	16,9	-421063,3

Продолжение таблицы 5.3

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основное сочетание			Особое сочетание		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$G_{пл}$	0,95	↓	102204,2	15,89	-1624025,9	102204,2	15,89	-1624025,9
$W_{взв}$	1	↑	6317	0	0	19855,5	0	0
$W_{\phi}$	1	↑	15158,4	21,26	32267,58	13366,1	21,36	285499,89
$E_n$	1,2	→	78,84	2	157,68	78,84	2	157,68
$E_{ав}$	1,2	→	33,23	0,68	22,59	33,23	0,68	22,59
$E_n$	0,8	←	125,88	0,67	-84,33	125,88	0,67	-84,33
$W_{волн}$	1	→	3,2	0,5	1,6	3,2	0,44	1,41
$Q_3$	1,2	↓	150,6	41,8	-6295,08	150,6	41,8	-6295,08
$\Sigma R$		↓↑	105794,38			94048,18		
$\Sigma W$		→←	66893,67			67575,1		
$\Sigma M$			599059,74			991405,18		

Расчет напряжений в горизонтальных сечениях плотины.

### Основное сочетание нагрузок и воздействий

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{105794,38}{92} + \frac{6 \cdot 599059,74}{92^2} = -725,27 \text{ кПа} \quad (5.111)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -725,27 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 117 \cdot 1 = \\ &= -1147,77 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.112)$$

где  $m_u$  - заложения верховой грани на уровне расчетного сечения  $m_u = \operatorname{tg} \alpha^\circ = 0$ ;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 490 - 373 = 117$  м-напор над расчетным сечениям со стороны верхнего бьефа.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 117 - 725,27) \cdot 0 = 0 \quad (5.113)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -725,27 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 117 \cdot 0 = \\ &= -413,47 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.115)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 117 = -1147,77 \text{ кПа} \quad (5.116)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \left\{ -725,27 [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 117 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} = \\ &= -725,27 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.117)$$

где  $\delta = 0$  – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;  
 $\alpha = 0$  – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{105794,38}{92} - \frac{6 \cdot 599059,74}{92^2} = -1574,6 \text{ кПа}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -1574,6 \cdot 0 - 9,81 \cdot 7 \cdot (1 - 0) = \\ &= -68,67 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.118)$$

где  $m_t = tg 0^\circ = 0$  – заложения низовой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 380 - 373 = 7 \text{ м}$  – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 7 - 1574,6) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (5.119)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -1574,6 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 7 \cdot 0 = \\ &= -1574,6 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (4.120)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 7 = -68,67 \text{ кПа} \quad (5.121)$$

## Особое сочетание нагрузок и воздействий

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{94048,18}{92} + \frac{6 \cdot 991405,18}{92^2} = -319,46 \quad (5.122)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -319,46 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 119 \cdot 1 = \\ &= -1163,96 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.123)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 119 - 319,46) \cdot 0 = 0 \quad (5.124)$$

где  $H_d^u = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla_{\text{под}} = 492 - 373 = 119$  м.-напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u$  –заложения верховой грани на уровне расчетного сечения  $m_u = \text{tg} \alpha^\circ = 0$ ;

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -319,46 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 119 \cdot 0 = \\ &= -319,46 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.125)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 119 = -1163,96 \text{ кПа} \quad (5.126)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \left\{ -319,46 [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 118,65 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} = \\ &= -319,46 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.127)$$

где  $\delta = 0$  – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

$\alpha = 0$  – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

Для низовой грани

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{94048,18}{92} - \frac{6 \cdot 991405,18}{92^2} = -1725,05 \text{ кПа} \quad (5.128)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -1725,05 \cdot 0 - 9,81 \cdot 22 \cdot (1 - 0) = \\ &= -215,82 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.129)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 22 - 1725,05) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (5.130)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -1725,05(1 + 0) + 9,81 \cdot 22 \cdot 0 = \\ &= -1725,05 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (5.131)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 22 = -215,82 \text{ кПа} \quad (5.132)$$

Составим таблицу 4.4 для полученных напряжений.

Таблица 5.4- Напряжения напорной и низовой грани.

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-725,27	$\sigma_y^t$	-1574,6
$\sigma_x^u$	-1147,77	$\sigma_x^t$	-68,67
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	-725,27	$\sigma_3^t$	-1574,6
$\sigma_3^u$	-1147,77	$\sigma_1^t$	-68,67
$\sigma_c^u$	-725,27		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-319,46	$\sigma_y^t$	-1725,05
$\sigma_x^u$	-1163,96	$\sigma_x^t$	-215,82
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	-319,46	$\sigma_3^t$	-1725,05

Продолжение таблицы 5.4

Напорная грань		Низовая грань	
$\sigma_3^u$	-1163,96	$\sigma_1^t$	-215,82
$\sigma_c^u$	-319,46		

## 5.20 Оценка прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_{max}| \leq R_{пр} \gamma_c \quad (5.133)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\sigma_{max}$  – максимальное главное напряжение;

$R_{пр} = 11,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20, которое определяем по [6];

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы ( $\gamma_c = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок;  $\gamma_c = 1$  – при особом сочетании нагрузок).

Для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1574,6| \leq 11500 \cdot 0,9$$

$$1889,52 \leq 10350$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-1725,05| \leq 11500 \cdot 1$$

$$1863,05 \leq 2800$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (5.134)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-725,27 < 0$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-319,46 < 0$$

В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u \quad (5.135)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$\begin{aligned} |-725,27| &\geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 117 \\ 725,27 &\geq 286,94 \end{aligned}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$\begin{aligned} |-319,46| &\geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 119, \\ 319,46 &\geq 291,85 \end{aligned}$$

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0 \quad (5.136)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-725,27 \leq 0$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-319,46 \leq 0$$

## 5.21 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

Оценка устойчивости плотины на сдвиг производится по формуле предельного состояния:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (5.137)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок и воздействий ;

$\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок и воздействий);



$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы ( $\gamma_{cd} = 0,9$  – при работе плотины при основном сочетании нагрузок и воздействий;  $\gamma_{cd} = 1$  – при работе плотины при особом сочетании нагрузок и воздействий);

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_{\phi} - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega \quad (5.138)$$

где  $\gamma'_c$  – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления грунта принимается  $\gamma'_c = 0,7$ ;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м  $\omega = B_n \cdot 1 = 92 \cdot 1 = 92 \text{ м}^2$ ;

$F$  – сдвигающая сила:

$$F = T_b - T_n + W_{волн} + E_n + E_{ав} \quad (5.139)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$R = (102204,2 + 24914,98 + 150,6 - 15158,4 - 6317) \cdot 0,8 + 125,88 \cdot 0,7 + 150 \cdot 92 = 98402,47 \text{ кН/м}$$

$$F = 67144,6 - 240,4 + 3,2 + 78,84 + 33,23 = 67019,47 \text{ кН/м}$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$1,25 \leq \frac{98402,47 \cdot 0,9}{67019,47} = 1,32$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$R = (102204,2 + 24914,98 + 150,6 - 13366,1 - 19855,5) \cdot 0,8 + 125,88 \cdot 0,7 + 150 \cdot 92 = 89126,66 \text{ кН/м}$$

$$F = 69959,7 - 2374,02 + 3,2 + 78,84 + 33,23 = 67700,95 \text{ кН/м}$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$1,25 \leq \frac{89126,66}{67700,95 \cdot 0,9} = 1,46$$

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

## **6 Охрана труда и противопожарной безопасности. Мероприятия по охране окружающей СРЕДЫ**

### **6.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Сальского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

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 Учур в нижнем бьефе Учурского гидроузла;

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, 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.

## **6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

#### 1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

#### 2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие.

### **6.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Учурского ГУ 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 5км от ГЭС находится населенный пункт – г.Семикаракорск, 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 Сал от сбросов Сальской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) объектов Учурской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## 7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электроэнергия — физический термин, широко распространённый в технике и в быту для определения количества электрической энергии, выдаваемой генератором в электрическую сеть или получаемой из сети потребителем. Основной единицей измерения выработки и потребления электрической энергии служит киловатт-час.

Электрическая энергия является также товаром, который приобретают участники оптового рынка у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час (коп/кВт·ч, руб/кВт·ч).

Особенности электроэнергии:

- Электроэнергию нельзя «складировать».
- Электроэнергия это продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети.
- Электроэнергия это товар первой необходимости.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объёмы реализации электроэнергии приведены в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	1125	1125	1125	1125	1125
Число часов использования установленной мощности	Часы	6480	6480	6480	6480	6480
Выработка электроэнергии	МВт*ч	7290000	7290000	7290000	7290000	7290000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	145800	145800	145800	145800	145800
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	7144200	7144200	7144200	7144200	7144200
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1110	1143	1175	1206	1235
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	660,8	680,4	699,5	717,9	735,2
НДС к выручке	млн.руб	100,8	103,8	106,7	109,5	112,1

## 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств 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 6.2.



Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,3	121,16
Прочие	165,3	185,96
Итого по ГЭС		307,12

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт%

Этап проекта	Величина
2017-2021	0,02
2022-2031	0,027
2032-2041	0,035

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	152,3
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	10,66
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	3,09
Итого		166,05

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Учурсоставляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	62,61	71,15	71,15	71,15	71,15
Расходы на страхование, млн.руб.	28,72	28,46	27,78	27,1	26,41
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	307,12	307,12	307,12	307,12	307,12
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	9,69	9,6	9,37	9,14	8,91
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	166,05	166,05	166,05	166,05	166,05

Налог на воду, млн.руб.	42,76	46,65	46,65	46,65	46,65
Итого, млн.руб.	622,98	629,06	628,15	627,23	626,32

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).



Рисунок 7.1–Структура текущихзатраты по гидроузлу

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Учурской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 18%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2023-2027годыприведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	1542,8	1884,5	1939,4	1992,2	2041,8
НДС, млн.руб.	1555,5	1746,1	1795,09	1842,3	1886,7
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	23,66	23,66	23,66	23,66	23,66
Налог на имущество, млн.руб.	62,9	63,9	61,5	60,04	58,35

Итого, млн.руб.	3185,07	3718,2	3819,7	3918,2	4010,7
-----------------	---------	--------	--------	--------	--------

#### 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью (рис. 7.2).

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	9427,8	9725,4	9995,2	10257	10502,2
Текущие расходы, млн.руб.	6229,8	6290,6	6281,4	6272,3	6263,2
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	8804,8	9096,3	9367	9629,8	9875,9
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	8804,8	9096,3	9367	9629,8	9875,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1760,9	1819,2	1873,4	1925,9	1975,1
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	7043,8	7277,1	7493,6	7703,8	7900,7
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

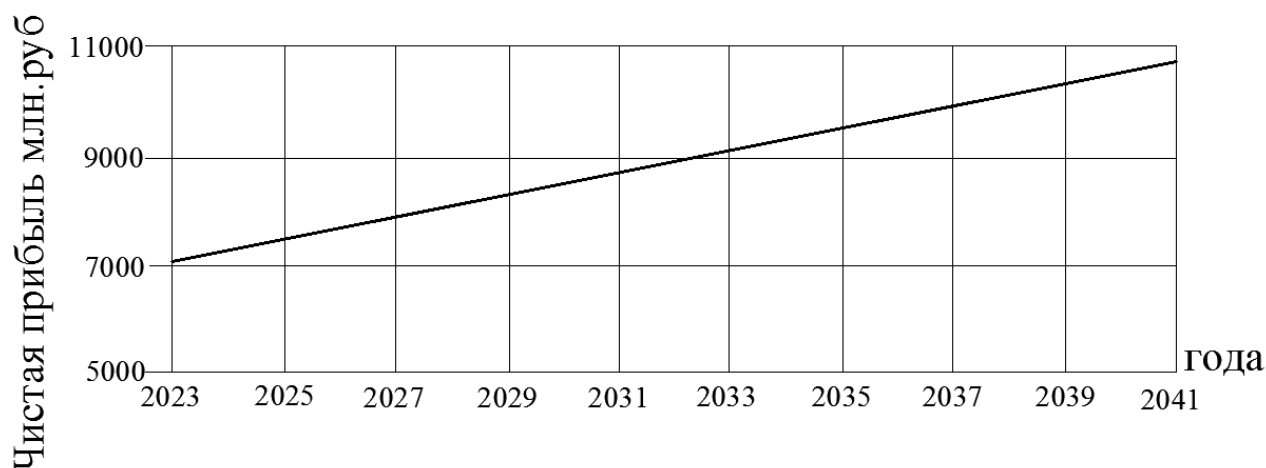


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млн. руб

#### 7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

#### 7.6 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

Чистый, дисконтированный доход

Индекс прибыльности

Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для УчурскойГЭС составляет 25лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 7.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8-Показатели эффективности реализации проекта «Учурской ГЭС на реке Учур»

Наименование	2017
Период окупаемости - РВ, мес	79
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	81
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	33003,9
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,6
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.19
Удельные капиталовложения, руб/Квт	75314,1

## 7.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.Рублей	3164,91	3700,98	3804,84	3904,90	3998,90
В региональный бюджет, млн.Рублей	62,94	63,94	61,58	60,04	58,51
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	3227,85	3764,91	3866,42	3964,94	4057,41

## **8 Организация натуральных наблюдения за состоянием каскада грунтовых платин.**

### **8.1 Цели и задачи натуральных наблюдений и исследований**

Основной целью проведения натуральных наблюдений на эксплуатируемой плотине является получение информации для оценки состояния плотины и ее элементов, необходимой для контроля надежности и безопасности гидроузла.

Результаты натуральных наблюдений должны использоваться:

- для определения специфики работы плотины и ее элементов;
- для анализа причин несовпадения контролируемых параметров с их расчетными значениями;
- для корректировки математических моделей работы сооружения;
- для определения диагностических показателей, определяющих состояние системы плотина - основание по условиям устойчивости, прочности и долговечности;
- для оценки влияния гидроузла на экологические условия района;
- для многофакторного анализа статической работы плотины и текущего контроля за изменением всех контролируемых параметров, характеризующих состояние плотины и геологической среды и обоснования критериев надежной работы плотины.

Обобщенные материалы натуральных наблюдений и исследований должны использоваться для определения резервов надежности плотины и обоснования необходимости ремонтных работ, совершенствования систем натуральных наблюдений, конструктивных решений при проектировании новых плотин.

### **8.2 Состав наблюдений за каскадом грунтовых плотин**

В состав наблюдений входят таблица 8.1:

- Визуальные наблюдения состояния низового и верхового откоса, гребня плотины.
- Наблюдения за осадками плотины.
- Оценка состояния водохранилища и прилегающей к нему территории.
- Фильтрационный режим.
- Температурный режим.

Таблица 8.1 — Состав, наименование и способы измерения показателей состояния ГТС, контролируемых в процессе мониторинга (инструментальные и визуальные наблюдения)

Тип ГТС	Основные контролируемые показатели состояния ГТС	Способ измерения контролируемого показателя	Технические средства измерения контролируемого показателя
I Сооружения из грунтовых материалов (плотины, дамбы и т. п.)	Вертикальные перемещения (осадки) гребня сооружения и его основания, мм	Нивелирование поверхностных марок, глубинных марок	Поверхностные, глубинные марки, рабочие и фундаментальные реперы Электронный тахеометр
	Горизонтальные смещения гребня сооружения, мм	Триангуляция, визирование по створам, светодальномерные наблюдения	Рабочие и фундаментальные реперы, визирные марки, марки для светодальномерных измерений
	Фильтрационные расходы, поступающие в дренажные устройства или выходящие на поверхность, л/с	Дистанционные измерения расходов или прямые измерения отметок уровня воды на мерном водосливе	Измерительные преобразователи уровня жидкости, ультразвуковые расходомеры, мерные рейки
	Температура сооружения и его основания, °С	Дистанционные измерения температуры сооружения и его основания	Измерительные преобразователи температуры струнного типа
	Наличие зон на низовом откосе с ярко-зеленым травяным покровом, м <sup>2</sup>	Измерения площади зон	Дрон
	Появление просадочных воронок на гребне и откосах плотины, см, м <sup>3</sup>	Измерение диаметра, площади воронки	Дрон
	Появление продольных и поперечных трещин на гребне плотины, м, мм	Измерение протяженности и раскрытия трещин	Дрон

### 8.3 Измерение осадки

На грунтовых плотинах, расположенных на скальном основании, осуществляется нивелирование I класса, на грунтовых плотинах на нескальном основании - нивелирование II класса.

Размещение марок на плотине должно давать информацию о распределении осадки в продольном и поперечном направлениях. Количество марок определяется классом сооружения, его геометрическими размерами и конструктивными особенностями.

Наблюдения за осадкой проводятся для контроля состояния геологической среды, изменения реакции основания плотины под действием сезонно меняющегося уровня воды водохранилища.

## 8.4 Фильтрационный режим

Процессы фильтрации контролируются в теле плотины, в контактной зоне и основании, а также геологической среде, испытывающей изменение гидрогеологического режима под влиянием водохранилища.

В контактной зоне контролируются:

-противодавление по подошве сооружения и в зонах его сопряжения с берегами;

-эффективность средств инженерной защиты подземного контура.

В теле плотины наблюдаются:

-фильтрация через тело плотины

-противодавление в теле плотины;

-выщелачивание грунта тела плотины и противофильтрационного элемента.

В геологической среде ведутся наблюдения:

-за границами зоны водонасыщения;

-за водопроявлениями и обходной фильтрацией;

Основными измеряемыми параметрами, характеризующими фильтрационный режим, являются:

-пьезометрические напоры;

-расходы воды, фильтрующейся через грунт плотины и породы основания;

-механический и химический составы фильтрующейся воды;

-температура воды фильтрационного потока.

Инструментальный контроль за фильтрационным режимом осуществляется следующими методами:

-пьезометрических измерений (по подошве плотины, в скальных массивах основания и в береговых примыканиях);

-измерения фильтрационных расходов.

Фильтрация через тело плотины трудно прогнозируема, и по мере возникновения водопроявлений в ней следует установить контроль за фильтрационными расходами, процессами выщелачивания.

Принцип сбора фильтрующейся через тело плотины воды заключается в организации сбора профильтровавшейся воды в дренажный колодец и организованный отвод ее в нижний бьеф.

Расходы фильтрационного потока через основание оцениваются по результатам измерения расходов воды в дренажных колодцах, в местах неорганизованного выхода грунтовых вод.

## 8.5 Температурный режим

Измерение температуры наружного воздуха необходимо проводить непосредственно в створе гидроузла, рассчитывая среднесуточную температуру по стандартной методике метеорологических служб.



Температурный контроль эксплуатируемой плотины должен быть информативным для решения следующих задач:

определение глубины сезонных изменений температуры у наружных поверхностей (низовая и напорная грани выше Уровня верхнего бьефа), глубины промораживания бетона;

Температурный режим контролируется по измерительным створам телетермометров, установленных в тело и основание контролируемых зон.

Количество термометров и их размещение в профиле плотины должно быть достаточным для расчетов ее состояния по условиям прочности.

## **8.6 Визуальные наблюдения**

Визуальные наблюдения являются основным методом контроля сооружений, на которых контрольно измерительная аппаратура либо отсутствует, либо имеется в ограниченном количестве.

Визуальные наблюдения заключаются в систематических осмотрах сооружения и его элементов для оценки их состояния, выявления дефектов и неблагоприятных процессов, снижающих эксплуатационную надежность сооружения, а также определения видов и объемов ремонтных работ.

Состав визуальных наблюдений на сооружении назначается с учетом его конструктивных особенностей, природно-климатических, геологических и технологических условий, требований эксплуатации, наличия дефектов и неблагоприятных явлений в сооружении и его основании, береговых примыканиях.

В общем случае визуальные наблюдения на плотинах должны включать:

- контроль за трещинообразованием;
- выявление и оценку выходов фильтрации через тело плотины, основание и берега;
- регистрацию и оценку фильтрационно-суффозионных выносов из сооружений, основания и берегов;
- контроль состояния поверхностей, в особенности находящихся в зонах замораживания-оттаивания и в зоне переменного уровня;
- контроль за мутностью воды, профильтровавшейся через тело плотины, основание и берега;
- наблюдения за ледовым режимом бьефов;
- наблюдения за эрозией берегов водохранилища;
- наблюдения за размывами в нижнем бьефе.

Объектами визуальных наблюдений на плотинах в общем случае являются:

- верховая грань плотины выше НПУ, а также в зоне переменного уровня воды;
- низовая грань плотины;
- зоны примыкания к берегам;
- берега со стороны верхнего и нижнего бьефов;

- зона водохранилища и вся территория в районе гидроузла;
- ледовые образования и майны в верхнем и нижнем бьефах.

Помимо перечисленного выше, визуальным осмотрам должны подвергаться:

-дренажные устройства в основании и теле плотины (дрены, шахты, колодцы);

-контрольно-измерительная аппаратура, установленная на плотине;

Систематические визуальные наблюдения сопровождаются описаниями наблюдаемых явлений, зарисовками, фотоснимками и простейшими замерами. Кроме этого, при проведении визуальных наблюдений следует фиксировать в журнале наблюдений уровни воды в бьефах, температуру воздуха и воды. После неординарных событий, таких как землетрясение, ураган, ливень, паводок с высоким расходом, следует проводить внеочередные визуальные обследования.

Визуальные наблюдения сооружений проводятся специалистами-гидротехниками, при этом должны выполняться следующие требования: систематичность наблюдений во времени, тщательность осмотров сооружений и сравнимость результатов, полученных на различных временных стадиях для различных этапов состояния и работы сооружения.

Периодичность осмотров рекомендуется принимать в пределах одного цикла в месяц. В случае развития неблагоприятных или не вполне объяснимых процессов, частота осмотров и сравнительных оценок увеличивается вплоть до ежедневных.

Выявленные и зарегистрированные визуальным способом повреждения или неблагоприятные явления на сооружении следует по возможности детально обследовать для установления причин их возникновения. Обследования проводятся как непосредственно на сооружении так и в камеральных условиях.

В местах наиболее крупных повреждений и неблагоприятных явлений и процессов при необходимости устанавливаются простейшие средства измерений или контрольно-измерительная аппаратура для наблюдений за развитием этих процессов и их влиянием на надежность сооружения.

Анализ результатов визуальных наблюдений и обследований, а также данных инструментальных наблюдений выполняется, как правило, одновременно. На основании этого анализа производится оценка состояния сооружения.

Визуальные наблюдения за поверхностью выявляют трещины, очаги фильтрации. Подводные части сооружения осматриваются роботом водолазам, и результаты оформляются актами.

В эксплуатационный период визуальные наблюдения за трещинами и осадками должны производиться не реже одного раза в месяц. При этом следует фиксировать также фильтрационные проявления и наличие или отсутствие разрушения в зоне трещины.

Если трещина являются заметно фильтрующими, измерения их раскрытия должны одновременно сопровождаться измерениями фильтрационного расхода.

Систематические визуальные наблюдения, проводимые в зоне водохранилища, должны оценивать следующее:

- переработку берегов;
- засорение акватории вблизи гидроузла лесом, торфом и другим мусором;
- заиление и зарастание водохранилища;
- температурный и ледовый режимы;
- качество воды;
- соблюдение природоохранных требований в пределах водоохранных зон.

В прибрежной полосе контролируются места фильтрационных утечек воды из водохранилища и заболачивание прилегающей территории.

## **8.7 Приборы и способы наблюдений за каскадом грунтовых плотин.**

Для упрощения визуальных наблюдений за каскадом грунтовых плотин наблюдения видутся при помощи летающего дрона. Позволяющего своевременно выявить на низовом откосе зон с ярко зеленым травяным покровом, появление осадочных воронок на гребне плотины низовых и верховых откосов ,зарастание плотины мелким кустарником.

На верховом откосе в зимний период с помощью дрона ведется контроль за ледообразованием который в дальнейшем может привести к повреждению верхового откоса. Так же видутся наблюдения за зонами переменного уровня.

Наблюдения за осадками плотин ведется с помощью поверхностных и глубинных марок при помощи тахеометра.

В ходе наблюдения за состоянием водохранилища и прилегающих к нему территории ведется съемка и анализ ее результатов, что позволяет преждевременно обнаружить засорения акватории заиления и зарастания водохранилища.

Также для более детального обследования сооружений проводиться визуальный осмотр подводной части плотины что позволяет эффективней и точнее провести оценку состояние сооружения.

Обследования подводной части плотины проводится с помощью работа водолаза .

Использования дрона позволяет увеличить интенсивность наблюдений проводить наблюдения за откосами и гребнем плотины не раз в месяц, а с интервалом в 2 недели. Увеличения интенсивности наблюдений помогает быстрее выявлять зоны фильтрации, зарастания кустарником низового откоса , образования льда на верховом откосе в зимний период. Что позволит более быстро определить объем и тип выполняемых работ. Уменьшить повреждения от длительного воздействия на сооружения.

Увеличение интенсивности наблюдений за водохранилищем позволяет на достаточном расстоянии от плотины обнаружить крупный плавающий мусор который может привести к повреждению верхового откоса плотины.

Использование в визуальных наблюдениях дрона позволяет значительно упростить и ускорить процесс наблюдений за грунтовыми плотинами, водохранилищем и прилегающей к нему территории.

Управление дронами и роботом-водолазом ведется оператором либо самим мастером из специально оборудованного пункта управления.

## **8.8 Обработка полученных данных и наблюдений.**

Обработка и оценка полученных наблюдений ведется при помощи специально созданной базы данных в которую заносятся все данные наблюдений снимки сделанные дронами.

После сбора данных визуальных наблюдений проводится сравнительный анализ изменений во времени контролируемых показателей и параметров. На основании этого анализа делается вывод о динамике развития наблюдаемых процессов, периодичности повторения того или иного явления, изменении какой-либо дефектной зоны.

Анализ данных помогает своевременно выявить очаги фильтрации ледообразования загрязнения и заиливание водохранилища определить тип и объемы выполняемых работ и предотвратить разрушения плотин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При расчете дипломного проекта были основные элементы и параметры Учурского гидроузла на реке Учур.

Учурская ГЭС является сооружением I класса.

В водноэнергетических расчетах на основе исходных данных по гидрологии и мощности энергосистемы была определена установленная мощность Учурского гидроузла. Установленная мощность составляет 1125 МВт. В результате расчетов регулирования стока были определены отметки НПУ = 490 м, УМО = 464 м.

В качестве основного гидрологического оборудования приняли к установке турбину РО 115 – В, работающая при минимальном напоре 78 и максимальном напоре 103 м. Количество агрегатов приняли равным 4.

Компоновка гидроузла принята приплотинная. Напорный фронт образован бетонной гравитационной плотиной.

В состав сооружения входят:

станционная бетонная плотина длиной 110 м;

водосбросная бетонная плотина длиной 110 м;

Для гашения энергии водного потока при пропуске через водосливную плотину, приняли носок – трамплин.

В качестве противофильтрационного элемента в основании плотины приняли цементационную завесу.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Строительство Учурского ГУ является актуальным и экономически обоснованно для энергетике республике Саха Якутия.

В результате расчета технико-экономических показателей получили следующие значения:

Срок окупаемости составляет 6,5 года;

Чистый приведенный доход составляет- 33003,9 млн.руб.;

Себестоимость – 0,19 КВт\*ч;

Удельные капиталовложения - 75314,1 ;

В качестве спецвопроса было рассмотрено организация натурных наблюдений за каскадом грунтовых плотин.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) СНиП 2.06.04-82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
- 2) СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений – Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85 – введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО, ВНИИГ им. Веденеева.
- 3) СП 33-101-2003. Определение расчетных гидрологических характеристик – от 26.12.2003. взамен СНиП 2.01.14-83-ГГИ Росгидромета.
- 4) СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.
- 5) СНиП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
- 6) СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения./Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2003. – 40 с.
- 7) ОСТ 17330282.27.140.018-2008 Гидротурбинные установки. Условия поставки. Конструктивные схемы. Введен в действие от 09.04.85- Москва: Министерство энергетического машиностроения 1985 г.
- 8) СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные – Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85 - Москва: ОАО “ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева.”.
- 9) СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на ГТС – Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82 - Москва: ОАО “ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева.”.
- 10) «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012 - 2037 гг. (приказ ОАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №62)
- 11) ОСТ 108.023.06.-84 Турбины гидравлические вертикальные радиально-осевые. Конструктивные схемы. введён в действие от 09.04.85 – Москва: ОАО ВНИИГ им. Веденеева.
- 12) СТО 59012820.27.010.001-2013 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
- 13) Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам: справочник/Киселёв П.Г. – Москва: Энергия 1972 347с.
- 14) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
- 15) Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.
- 16) Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
- 17) Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию

гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.

18) Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.

19) Тернов, А.Ф. Гидравлический расчет водосливной плотины: методические указания к выполнению курсовой работы/ А.Ф. Тернов: СШФ КГТУ, Саяногорск, 2004. – 41 с., ил.

20) Федеральный закон РФ «Об отходах производства и потребления»(№ 89-ФЗ от 24.06.1998 г).

21) Погоняйченко И.Ю., Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие . - Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2007

22) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ПАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

23) Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил.

24) Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Л.: Энергоиздат., 1982. - 672 с.

25) Использование водной энергии. Под ред. Д.С. Щавелева. Учебное пособие для вузов. Л., «Энергия», 1976. 656с. с ил.

## ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Водно-энергетический расчет маловодного года.

Таблица А.1 - Итерация

Месяц	Q, м <sup>3</sup> /с					Q <sub>ВХК</sub> < Q <sub>НБ</sub>		V <sub>вдхщ</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>вб</sub> , м			Z <sub>нб</sub> , м	H, м	N <sub>гэс</sub> , МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
	Q <sub>бытпол</sub>	Q <sub>холсбр</sub>	Q <sub>фильтр</sub>	Q <sub>вдхщ</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>гэс</sub>	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	151	0	3	690	754	844	841	32,00	1,79	30,21	490	488	489	384,8	104	769	769
11	143	0	3	868	377	1014	1011	30,21	2,25	27,96	488	486	487	385,6	101	898	898
12	100	0	2	1050	377	1152	1150	27,96	2,72	25,24	486	482	484	386,2	97	983	983
1	99	0	2	1105	377	1206	1204	25,24	2,86	22,38	482	477	480	386,4	93	983	983
2	84	0	2	1071	377	1157	1155	22,38	2,78	19,60	477	473	475	386,2	88	898	898
3	80	0	2	974	377	1056	1054	19,60	2,52	17,08	473	468	470	385,8	84	778	778
4	82	0	1	671	754	754	753	17,08	1,74	15,34	468	464	466	384,3	81	535	по ВХК
5	1390	0	24	-660	754	754	730	15,34	-1,71	17,05	464	467	465	381,8	83	535	по ВХК
6	3289	0	69	-2604	754	754	685	17,05	-6,75	23,80	467	480	474	381,8	91	550	по ВХК
7	2453	0	44	-1743	754	754	710	23,80	-4,52	28,32	480	486	483	381,8	101	628	по ВХК
8	1853	0	30	-1129	754	754	724	28,32	-2,93	31,24	486	489	488	381,8	105	672	по ВХК
9	1029	0	16	-291	754	754	738	31,24	-0,75	32,00	489	490	490	381,8	107	697	по ВХК



## ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Водно-энергетический расчет средне водного года.

Таблица Б.1 - Итерация

Месяц	Q, м <sup>3</sup> /с					Q <sub>ВХК</sub> <Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	V <sub>вдхщ</sub> , км <sup>3</sup>			Z <sub>вб</sub> , м			Z <sub>нб</sub> , м	H, м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	N <sub>Гар</sub> , МВт
	Q <sub>бытпол</sub>	Q <sub>холсбр</sub>	Q <sub>фильтр</sub>	Q <sub>вдхщ</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>нб</sub>		нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	283	0	3	556	754	842	839	32,00	1,44	30,56	490	489	489	384,7	104	769	769
11	186	0	3	820	377	1009	1006	30,56	2,13	28,43	489	486	487	385,6	101	898	898
12	119	0	2	1023	377	1144	1142	28,43	2,65	25,78	486	483	484	386,1	98	983	983
1	96	0	2	1096	377	1194	1192	25,78	2,84	22,94	483	478	480	386,3	94	983	983
2	82	0	2	1059	377	1143	1141	22,94	2,74	20,20	478	474	476	386,1	89	898	898
3	78	0	2	1100	377	1180	1178	20,20	2,85	17,34	474	468	471	386,3	84	872	778
4	479	0	1	770	754	1250	1249	17,34	2,00	15,35	468	464	466	386,6	79	866	по ВХК
5	2189	0	24	-1000	754	1213	1189	15,35	-2,59	17,94	464	469	466	383,4	83	864	по ВХК
6	4937	850	69	-3800	754	2056	1137	17,94	-7,65	25,59	469	482	476	386,0	89	894	по ВХК
7	3164	920	44	-2150	754	1978	1014	25,59	-3,19	28,78	482	486,6	485	385,8	98	877	по ВХК
8	2432	406	30	-1400	754	1468	1032	28,78	-2,58	31,35	487	489	488	384,2	103	939	по ВХК
9	1019	0	16	-250	754	785	769	31,35	-0,65	32,00	489	490	490	382,0	107	726	по ВХК

## ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Покрытие летнего суточного графика нагрузки

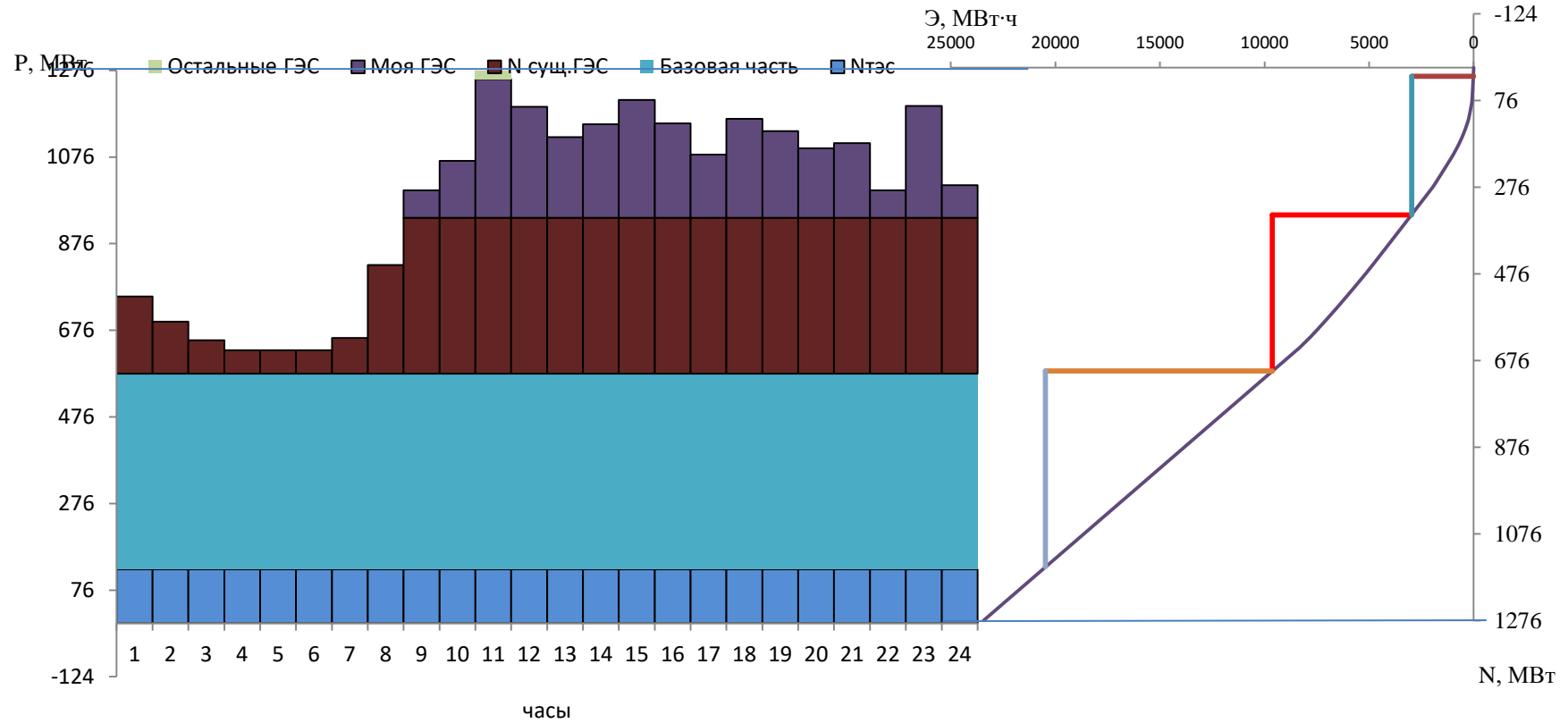


Рисунок 1.В - Покрытие летнего суточного графика нагрузки

# ПРИЛОЖЕНИЯ Г

## Покрытие зимнего суточного графика нагрузки

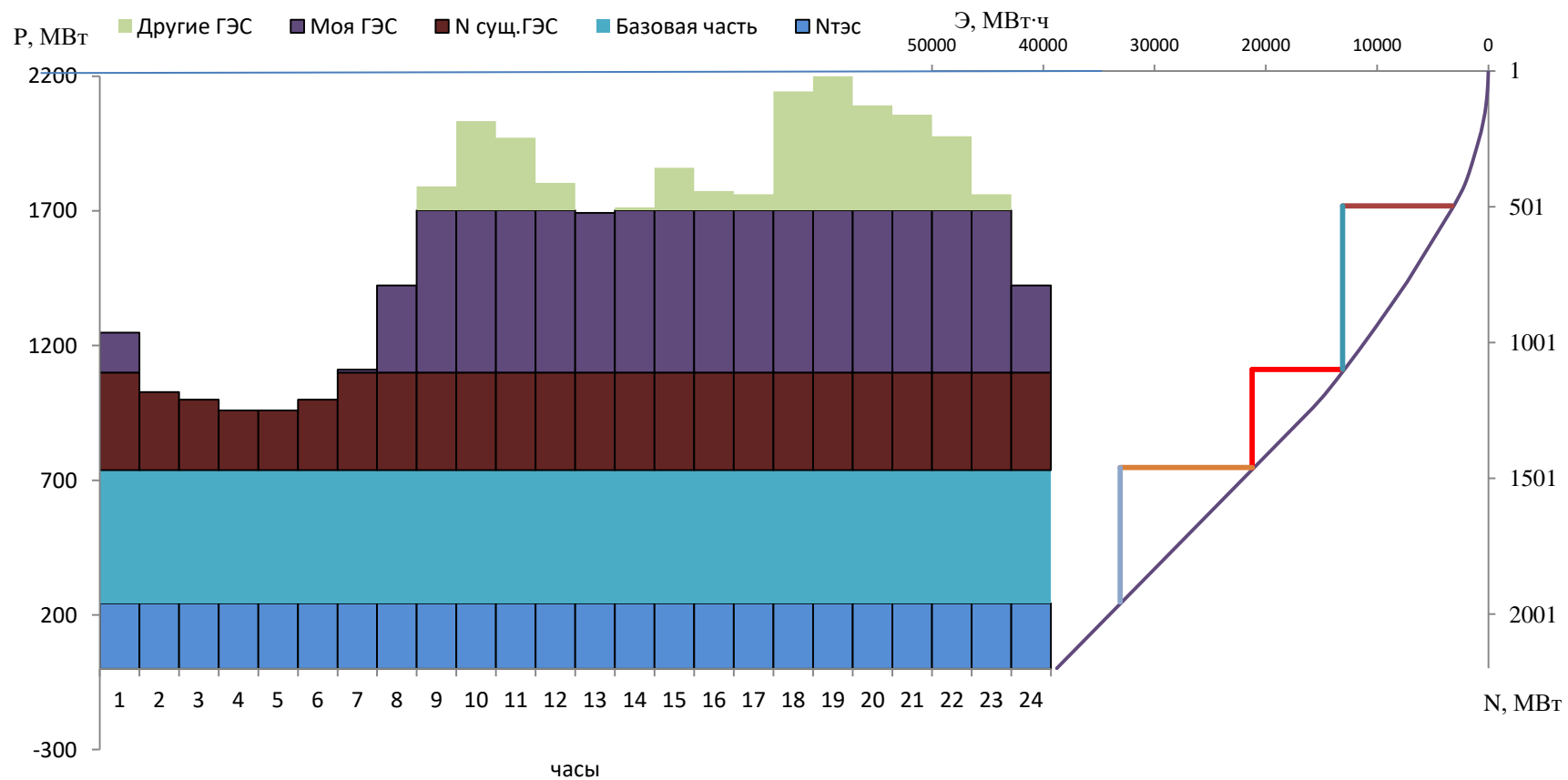


Рисунок 1.Г - Покрытие зимнего суточного графика нагрузки

## Приложение Д

### Универсальная характеристика выбранной турбины РО 115-В

Универсальная характеристика гидротурбины РО 115/810-В-51,56  
№ 2503 ЛМЗ

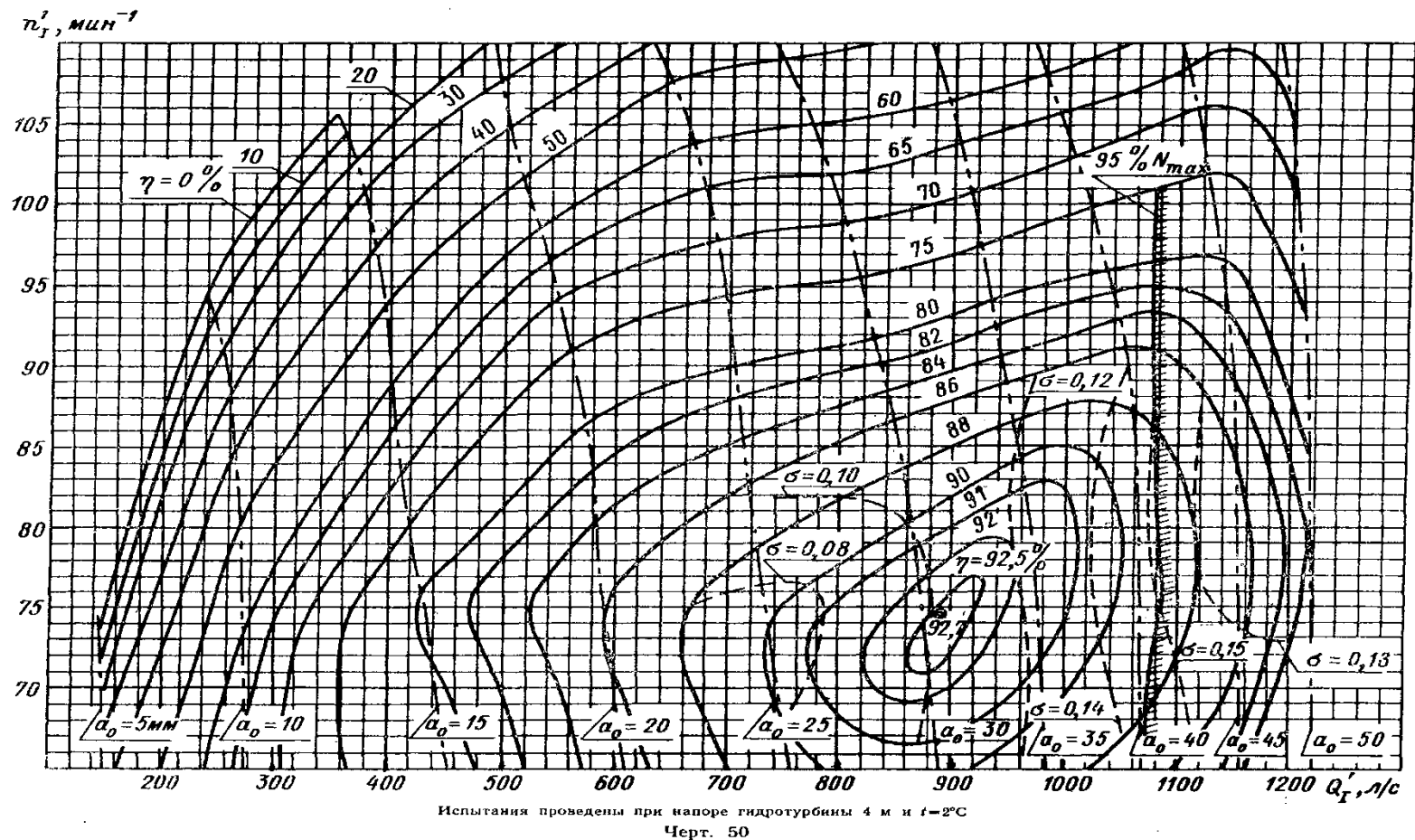
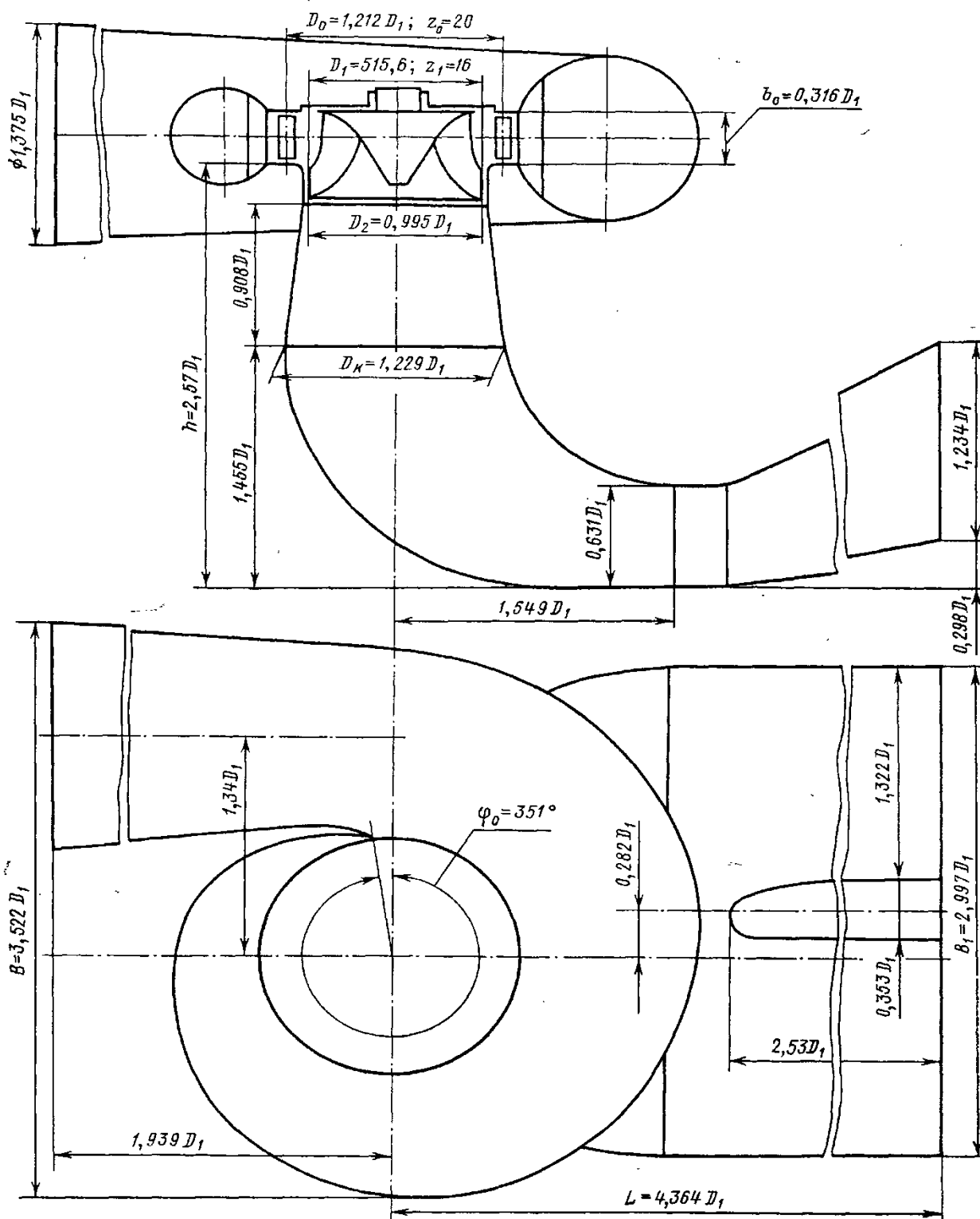


Рисунок 1 Д -. Универсальная характеристика выбранной турбины РО 115-В

## Приложение Е

### Проточная часть модели турбины РО115-В

Проточная часть модели гидротурбины РО 115/810-В-51,56 (к универсальной характеристике № 2503 ЛМЗ)



Черт. 49

Рисунок 1.Е - Проточная часть модели турбины РО115-В

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

**ОТЗЫВ**

Руководителя на бакалаврскую работу  
Голованова Михаила Васильевича  
«Проектирование Учурского гидроузла. Организация  
натурных наблюдений за состоянием каскада грунтовых плотин»

Руководитель к.т.н. Затеева Елена Юрьевна

Студент выполнял работу самостоятельно, использовал опыт, полученный во время прохождения преддипломной практики. Основное преимущество предложенного организационного решения при выполнении натурных наблюдений за состоянием протяженных ГТС – использование новой техники, в частности дронов и специального программного обеспечения, позволяющего сравнивать изображения земной поверхности.

В качестве недостатка можно отметить недостаточную проработку программы наблюдений, которая должна кроме перечня контрольно-измерительной аппаратуры и таблицы периодичности циклов измерений и визуальных осмотров должна содержать алгоритмы обработки полученных данных.

В ходе работы Михаил Васильевич продемонстрировал инженерный подход, достаточную проработку материала и техническую грамотность. В целом работу можно оценить на «хорошо», а его автор достоин звания «бакалавр-гидроэнергетик».

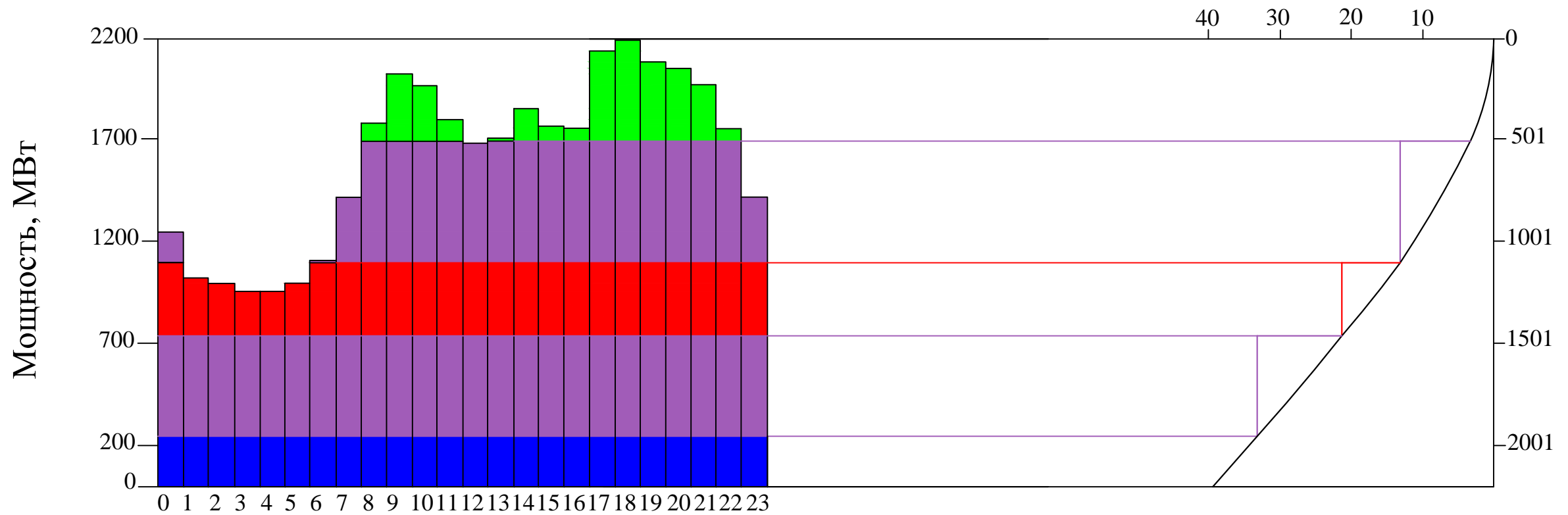
Дата: 20.06.17

Подпись: 

### Учурская ГЭС на реке Учур.

Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

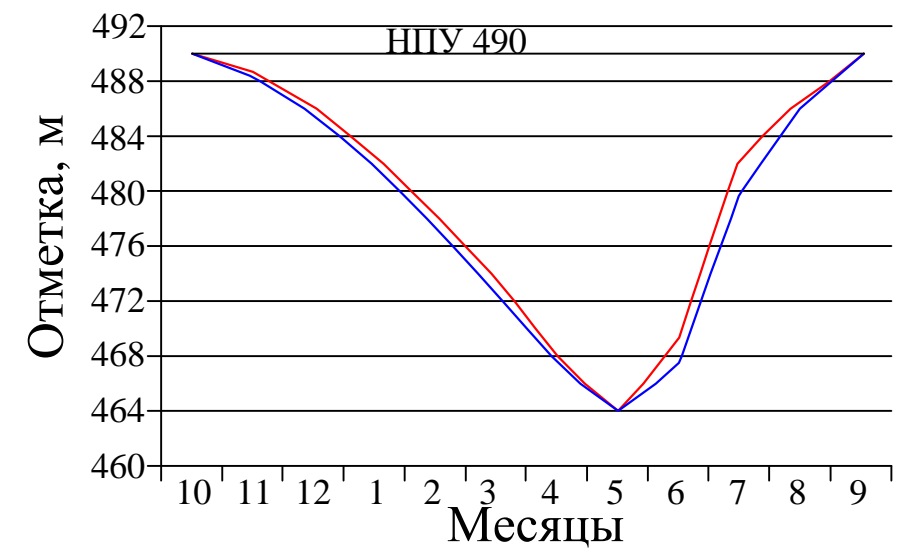
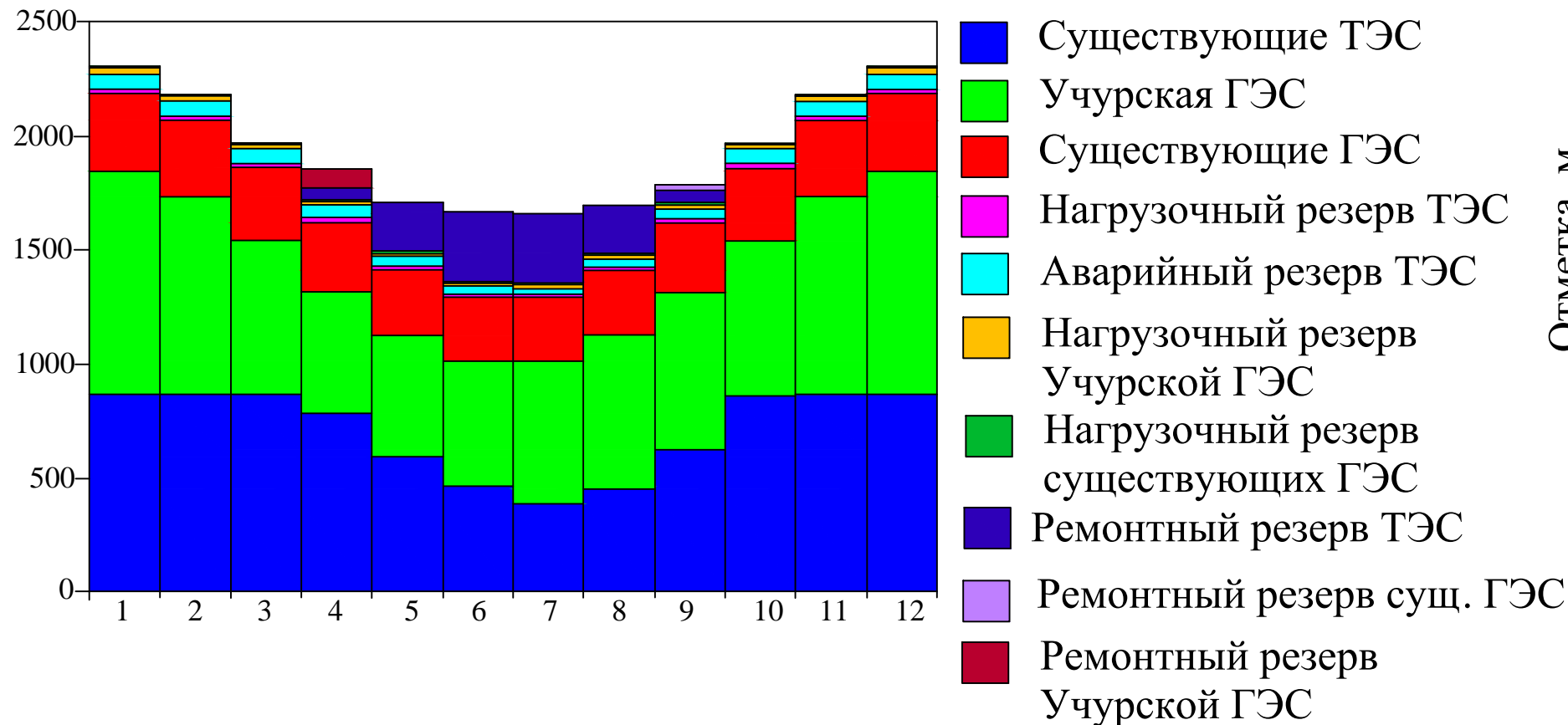
Электроэнергия, млн.КВт.ч



- Существующая ГЭС
- Учурская ГЭС
- N Тэс
- Другие ГЭС

Баланс мощности РДУ Якутия

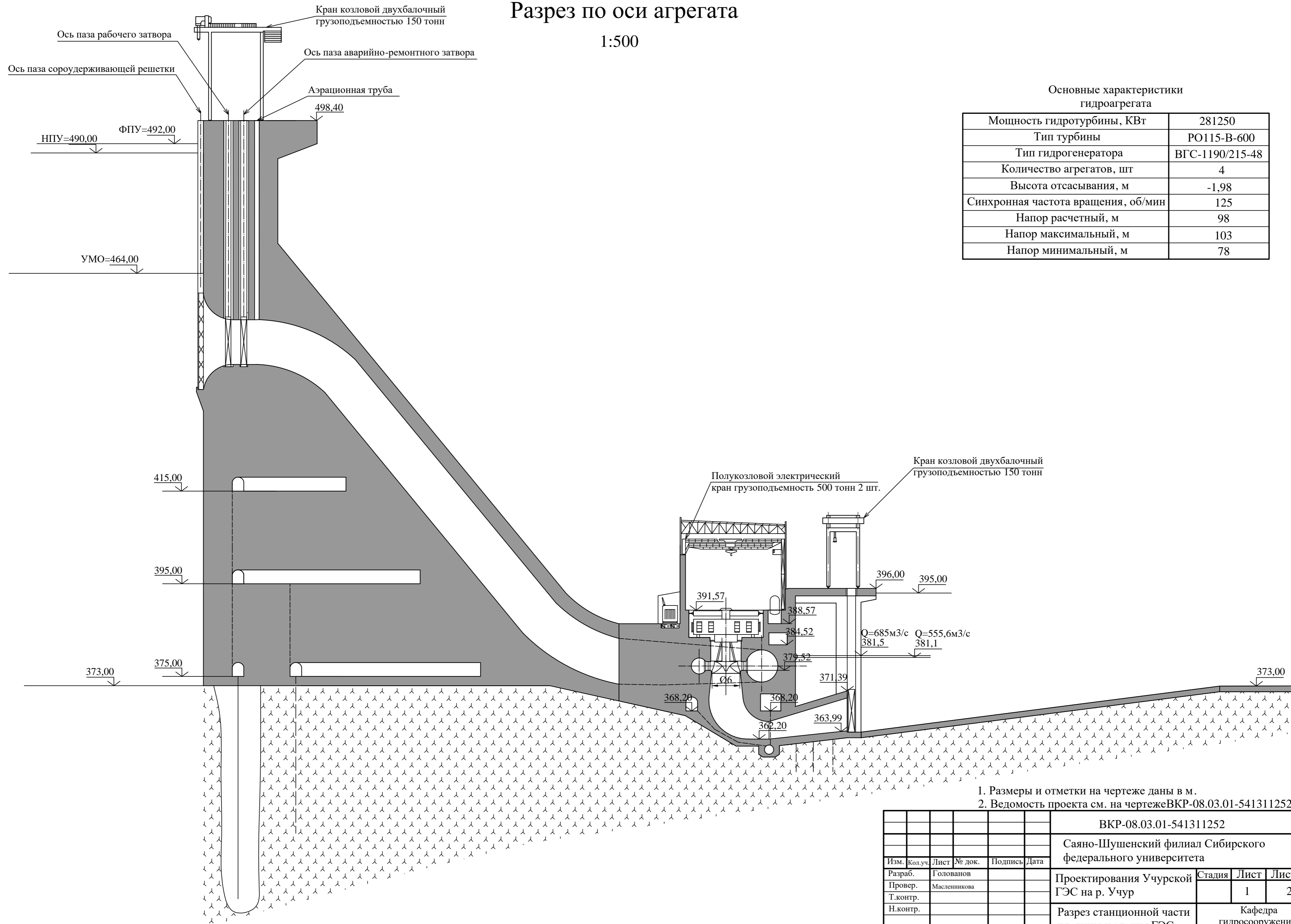
График сработки наполнения водохранилища



- Маловодный год
- Средневодный год

# Разрез по оси агрегата

1:500



## Основные характеристики гидроагрегата

Мощность гидротурбины, КВт	281250
Тип турбины	PO115-B-600
Тип гидрогенератора	ВГС-1190/215-48
Количество агрегатов, шт	4
Высота отсасывания, м	-1,98
Синхронная частота вращения, об/мин	125
Напор расчетный, м	98
Напор максимальный, м	103
Напор минимальный, м	78

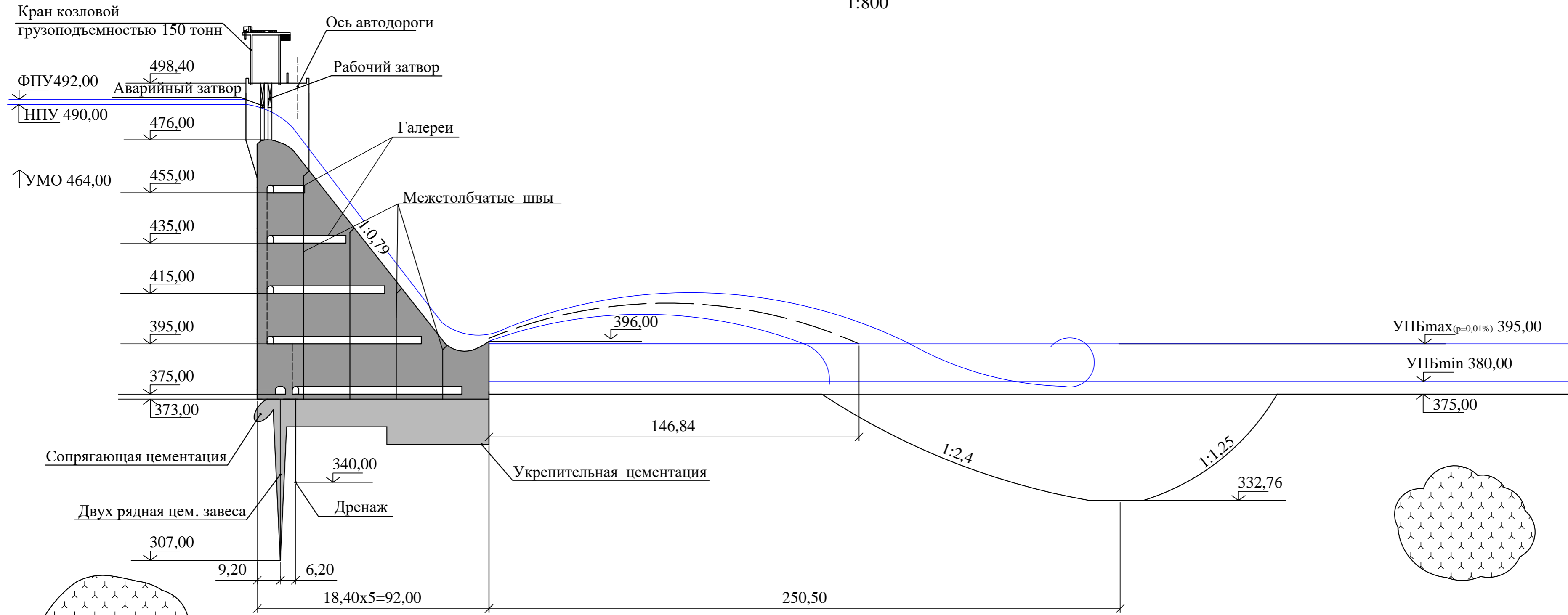
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311252.ГП

ВКР-08.03.01-541311252					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Голованов				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Проектирования Учурской ГЭС на р. Учур				Стадия	Лист
					1
Разрез станционной части плотины и здания ГЭС				Листов	2
				Кафедра гидросооружений, 2017	



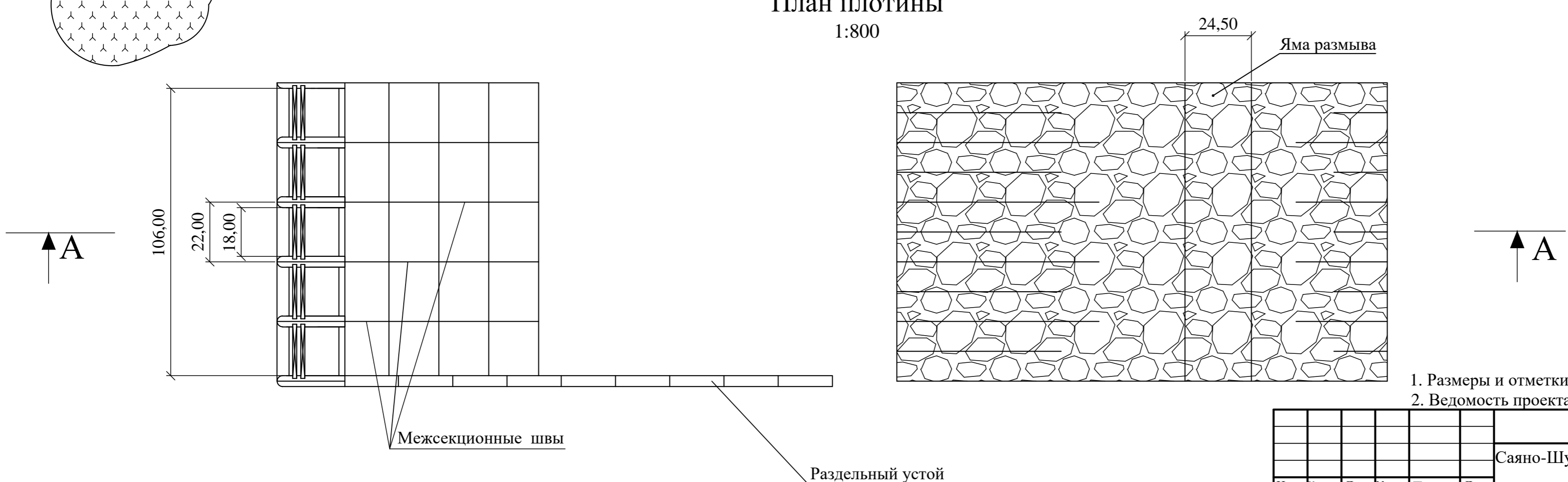
# Поперечный разрез водосливной плотины (А-А)

1:800



## План плотины

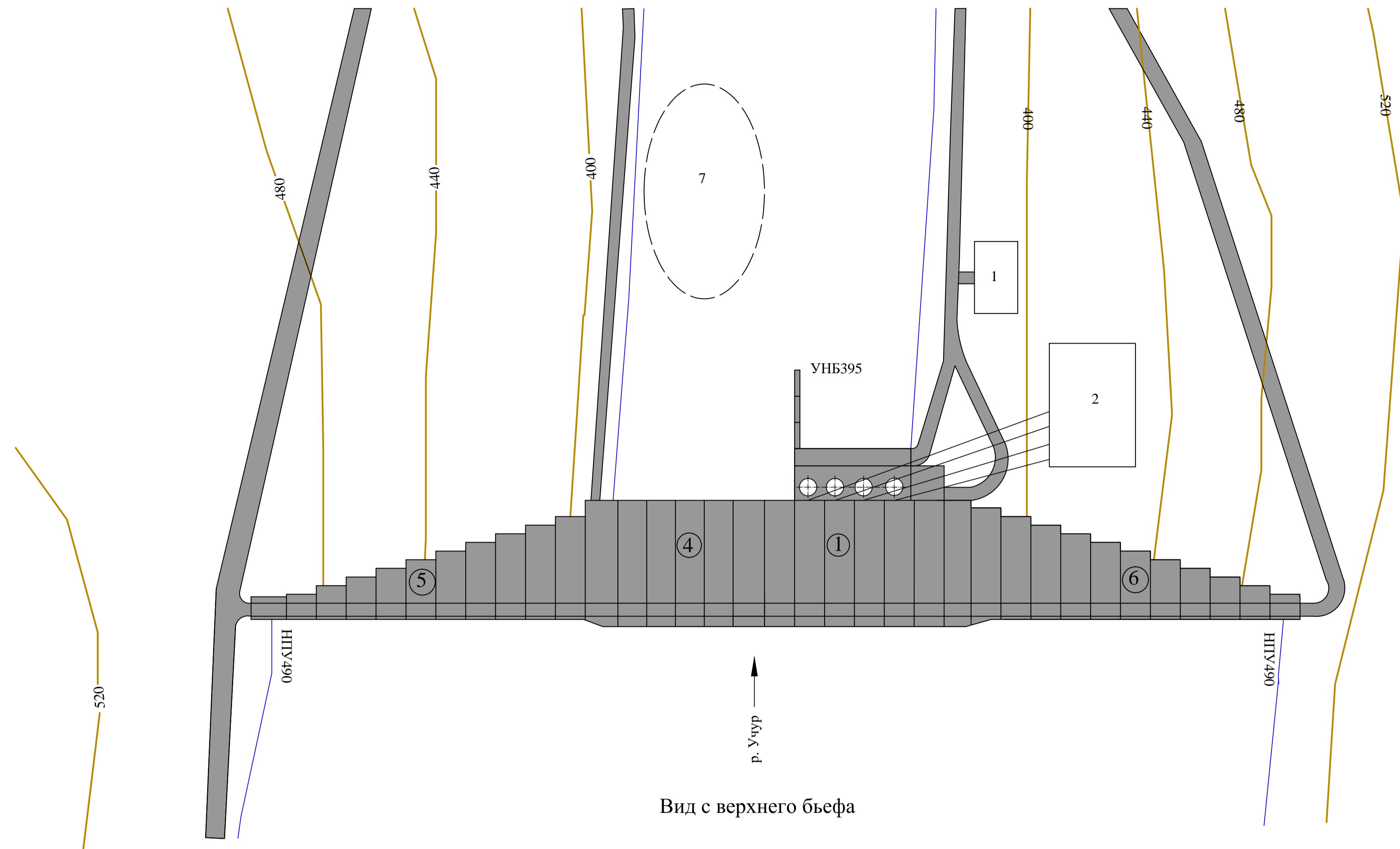
1:800



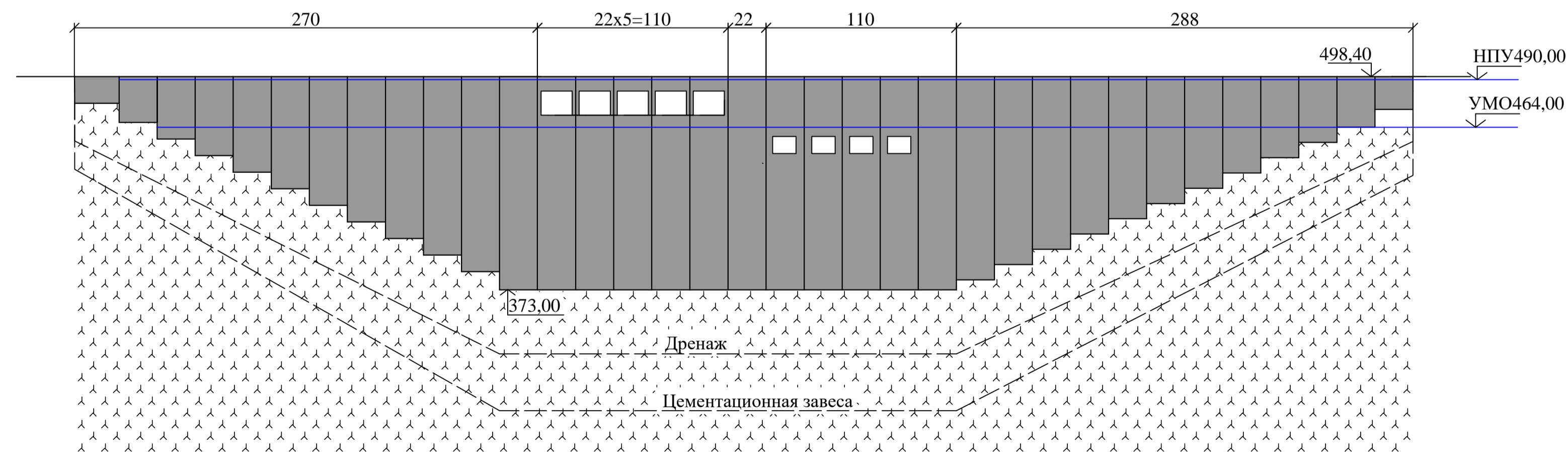
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311252.ГП

						ВКР - 08.03.01 - 541311252			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Учурской ГЭС на р. Учур	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Голованов							1	1
Провер.	Пермякова								
Т.контр.									
Н.контр.						Поперечный разрез бетонной водосливной плотины. План	Кафедра гидросооружений и гидромашин		
Утв.									

Генеральный план  
Масштаб 1:2000



Вид с верхнего бьефа



Ведомость состава проекта

№ п.п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-08.03.01-541311252 - ГП	Генеральный план. План бетонных сооружений. Ведомость состава проекта. Экспликация сооружений	
2	ВКР-08.03.01-541311252 - ГР1	Поперечный разрез здания ГЭС части. Основные характеристики гидроагрегата	
3	ВКР-08.03.01-541311252 - ГР2	Поперечный разрез станционной	
4	ВКР-08.03.01-541311252 - ГР3	Поперечный разрез бетонной водосливной плотины. План	
5	ВКР-08.03.01-541311252 - ПОС	Строительный генеральный план. Экспликация зданий и сооружений	
6	ВКР-08.03.01-541311252 - ПОС	Этапы возведения сооружений (1-2).	
7	ВКР-08.03.01-541311252 - ПОС	Этапы возведения сооружений (3-4). Экспликация зданий и сооружений	
8	ВКР-08.03.01-541311252 - ПОС	Сводный календарный план строительства Тасканской ГЭС	

Экспликация зданий и сооружений

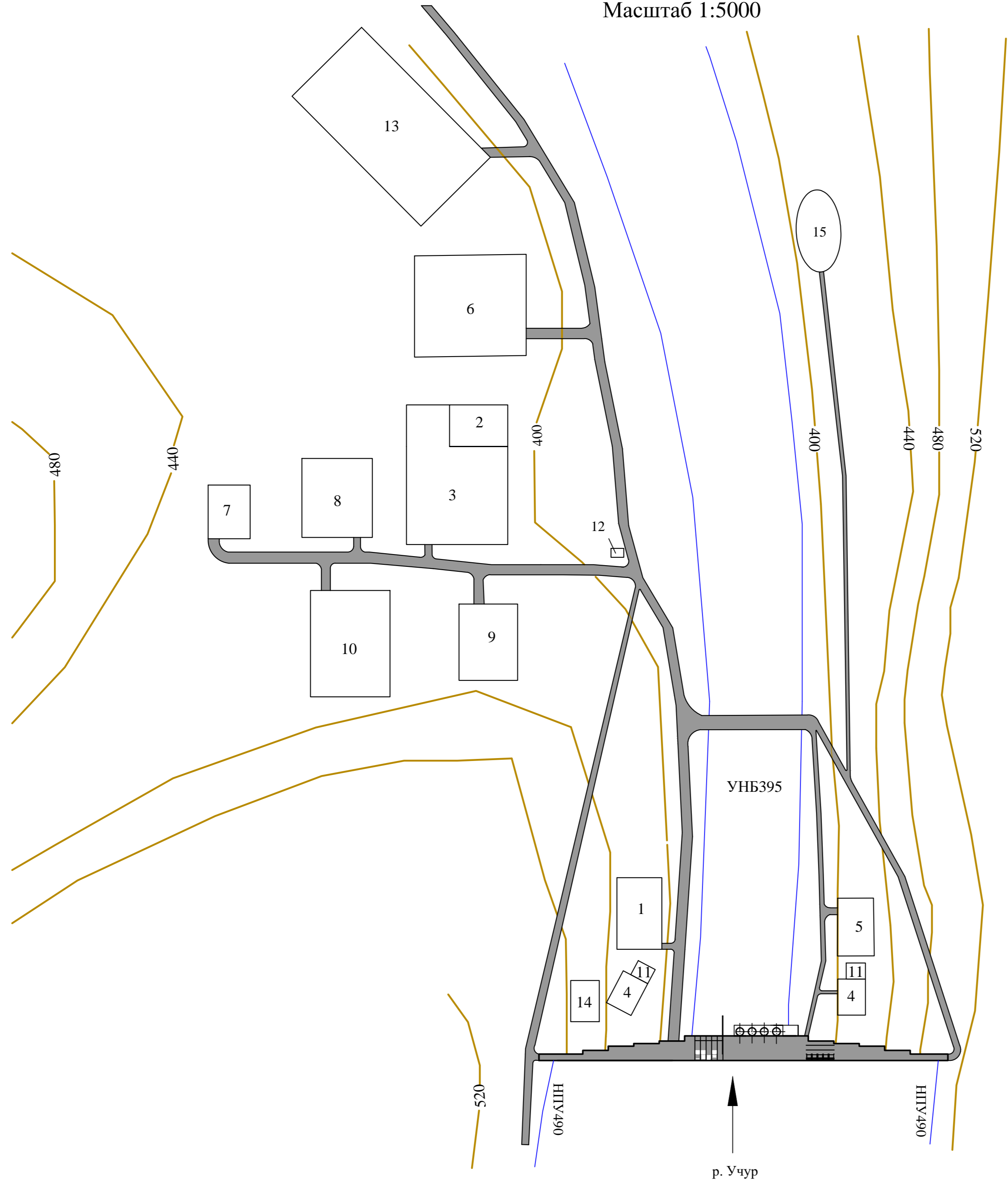
№	Наименование
1	Здание административно-технического персонала
2	ру
3	Станционная плотина
4	Водосливная плотина
5	Левобережная глухая плотина
6	Правобережная глухая плотина
7	Яма размыва

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311252. ГП

ВКР-08.03.01-541311252 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Масш.	Полость	Дата
Разраб.	Голованов				
Провер.	Эксер				
Т.контр.					
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Учурской ГЭС на р. Учур				Страница	Лист
Генеральный план. Экспликация зданий и сооружений				1	4
				Кафедра гидросооружений, 2017	

# Строительный генеральный план

Масштаб 1:5000



## Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Монтажная база
2	Лаборатория
3	Бетонный завод
4	Столовая
5	База ГМО
6	Складская база
7	АЗС
8	Ремонтно-мех мастерские
9	Гравийно-сортиров. хозяйство
10	Штаб строительства
11	Мед пункт
12	КПП
13	Жилой поселок
14	ру
15	Карьер

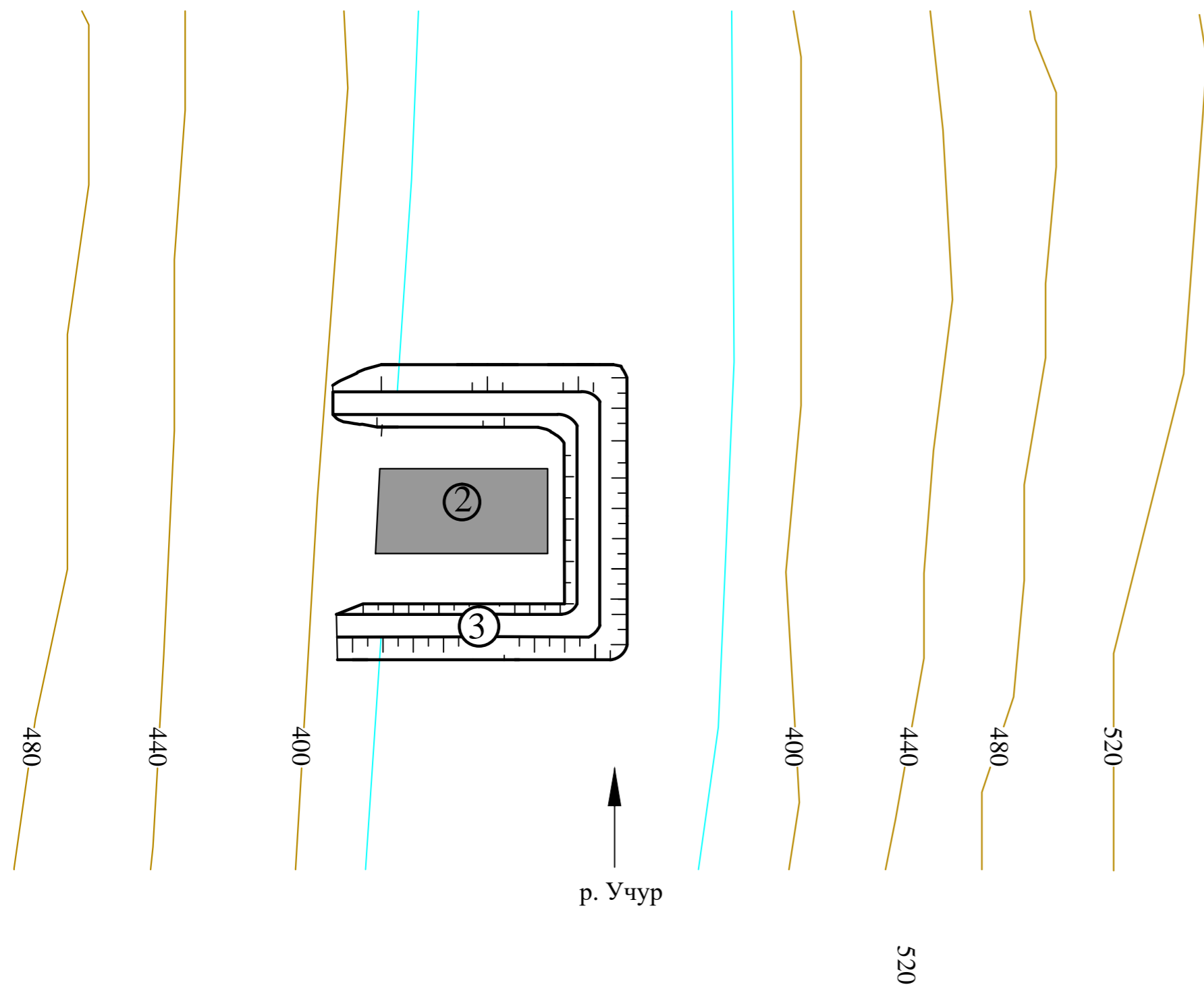
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311252.ГП

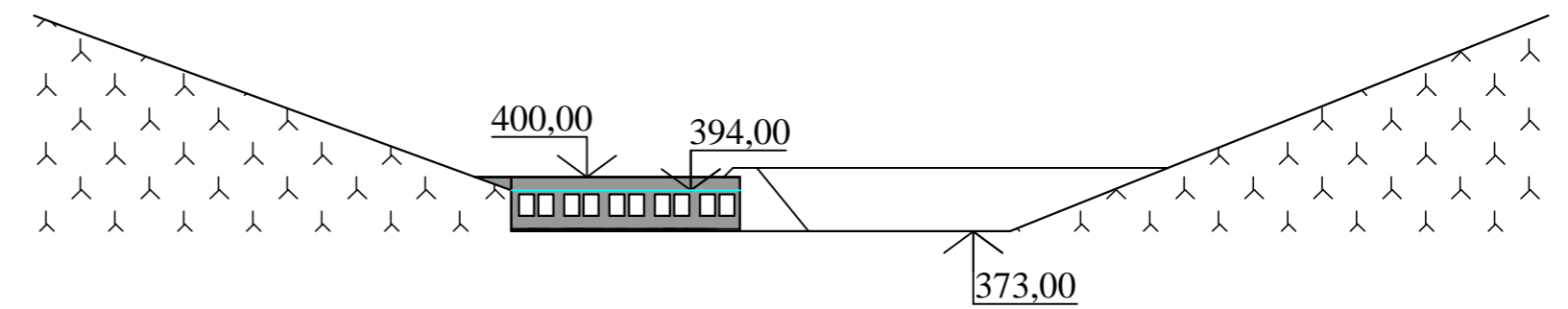
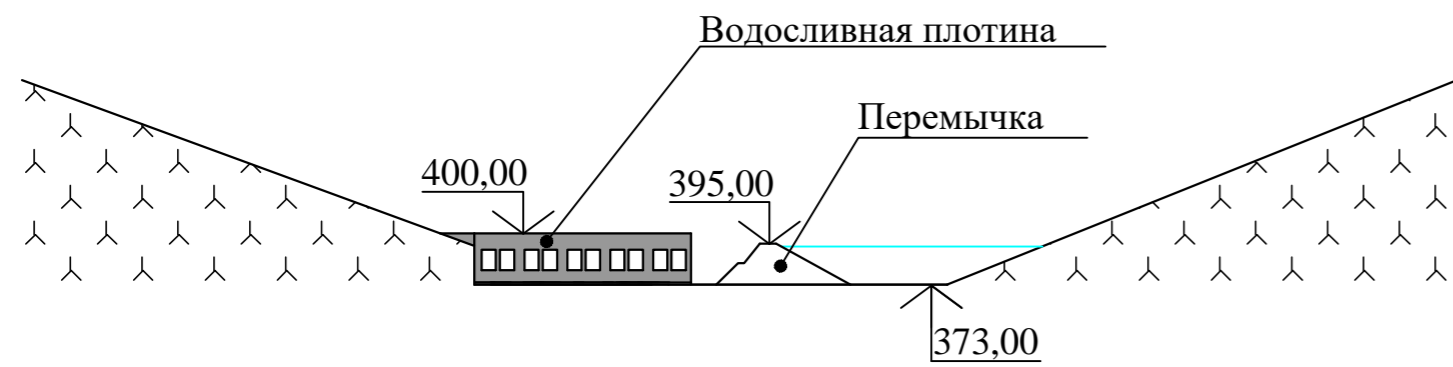
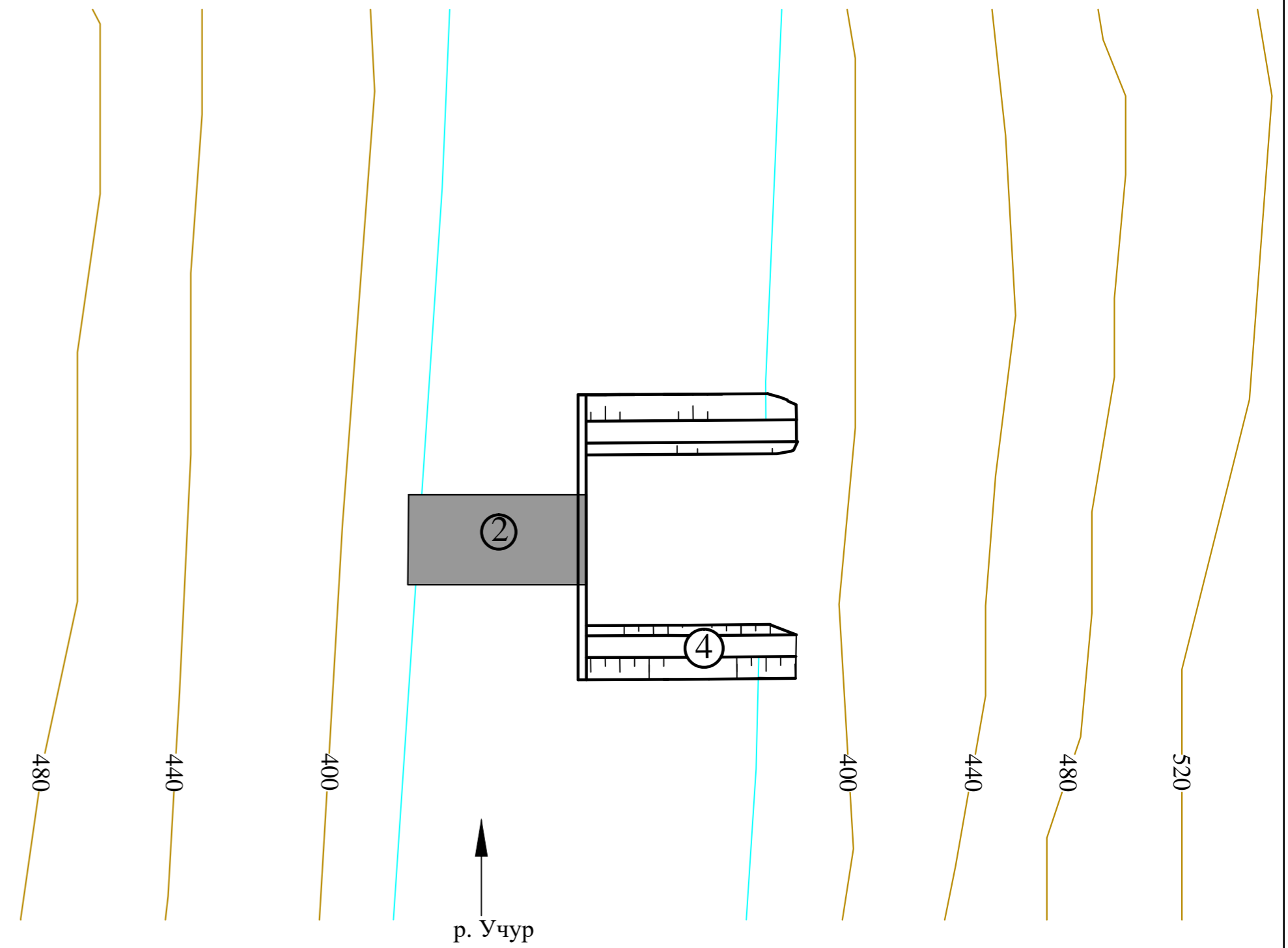
ВКР - 08.03.01 - 541311252						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Голованов					Проектирование Учурской ГЭС на р. Учур		
Провер.	Эклер						2	
Т.контр.								
Н.контр.	Затеев					Строительный генеральный план. Экспликация зданий и сооружений	Кафедра гидросооружений 2017	
Утв.	Затеев							

# Этапы возведения сооружений

## Этап 1



## Этап 2



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование	Длина, м
1	Станционная плотина	96,00
2	Водосливная плотина	106,00
3	Перемычка первой очереди	
4	Перемычка второй очереди	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311252.ГП

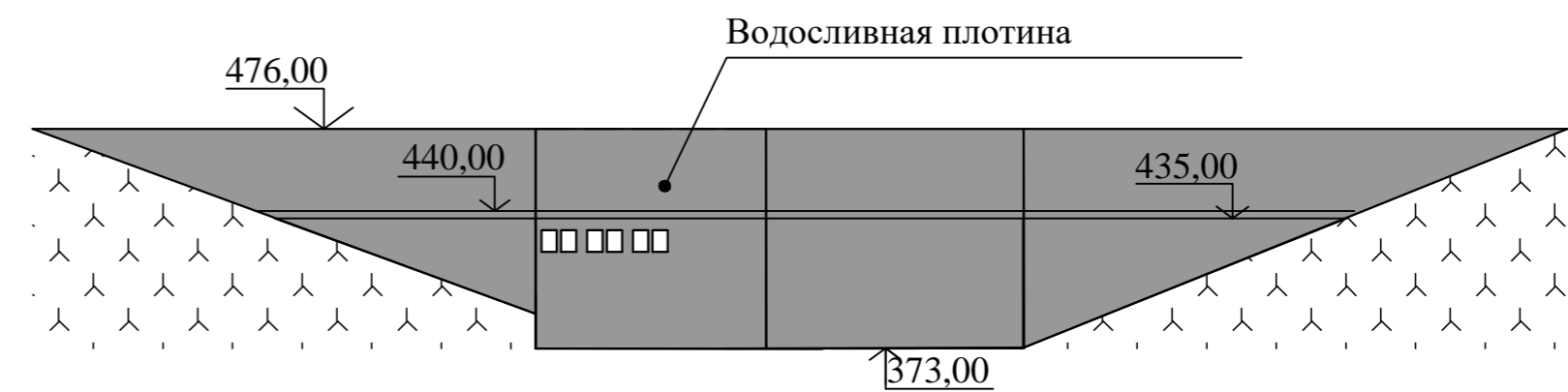
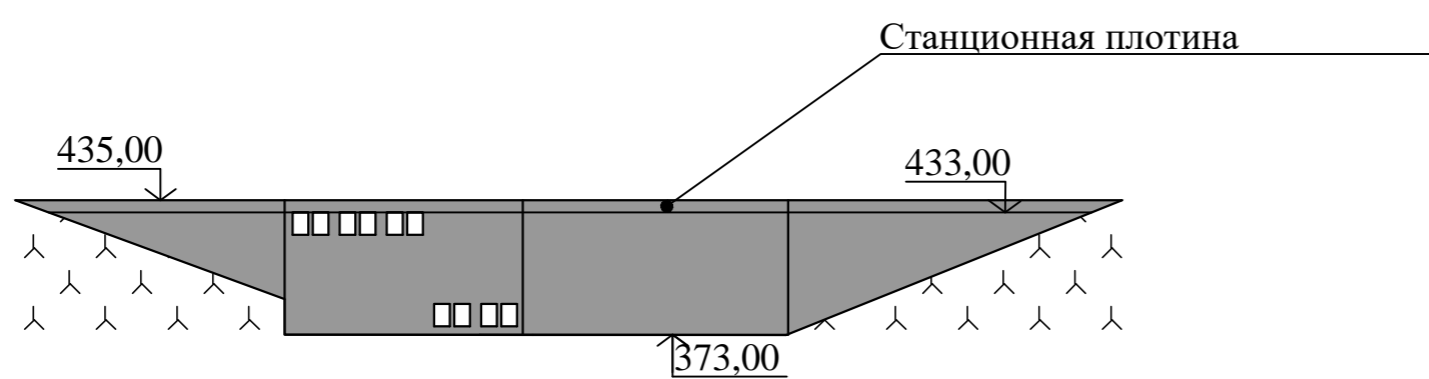
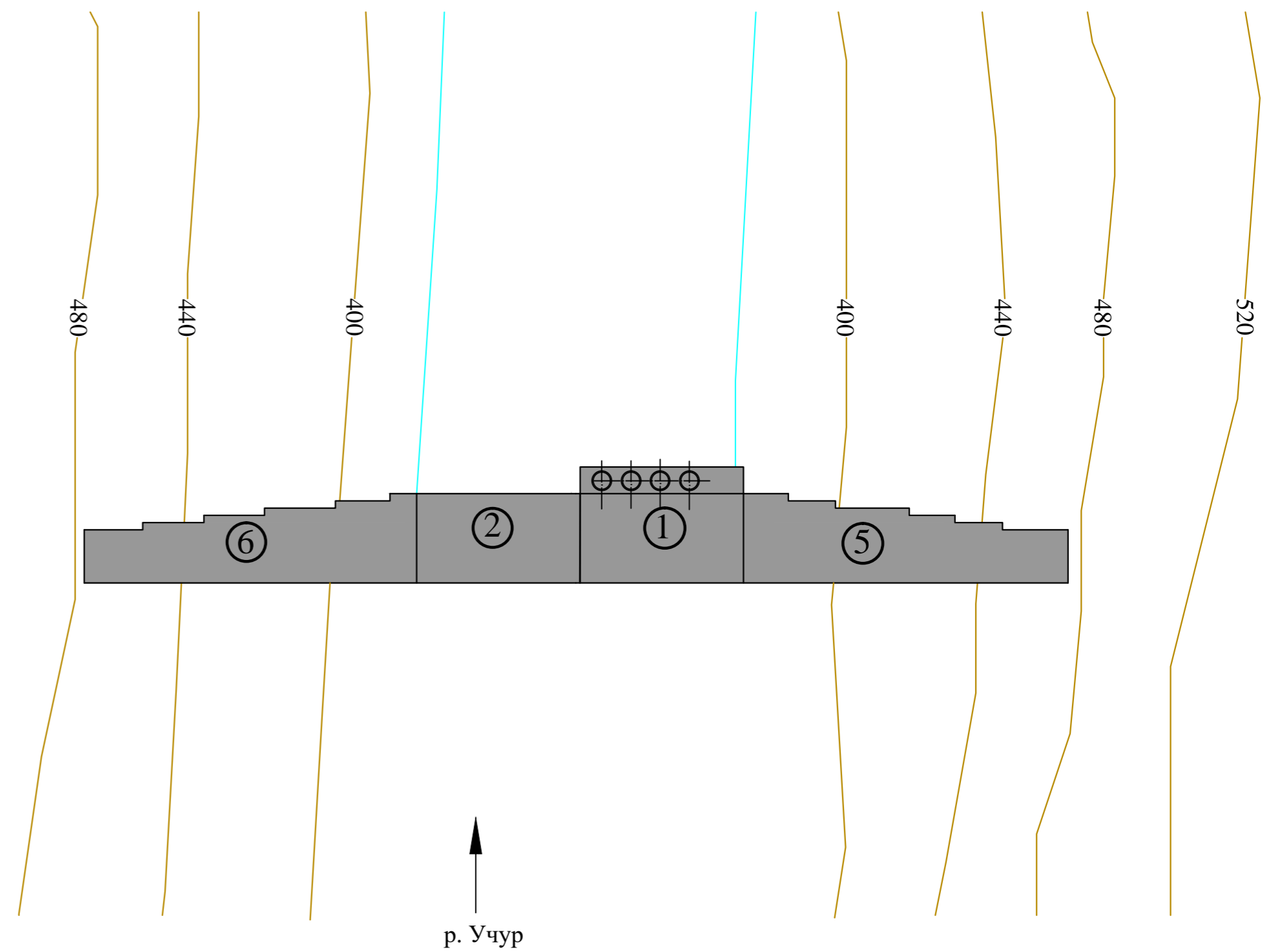
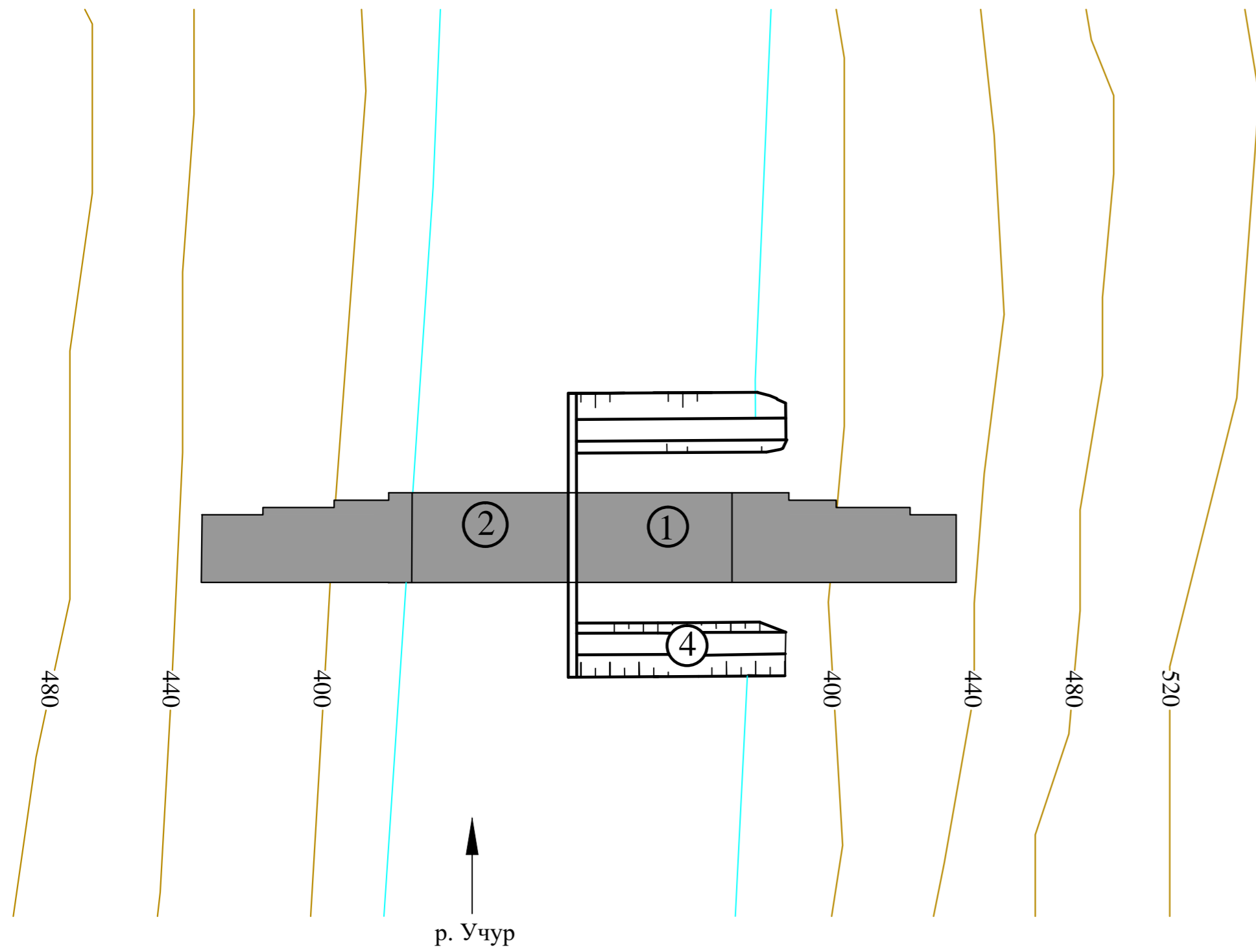
ВКР - 08.03.01 - 541311252 - ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Голованов				
Провер.	Эклер				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Учурской ГЭС на р. Учур				Стадия	Лист
Этапы возведения сооружений (1-2). Экспликация зданий и сооружений				3	Листов
				Кафедра гидросооружений 2017	



# Этапы возведения сооружений

## Этап 3

## Этап 4



Экспликация зданий и сооружений

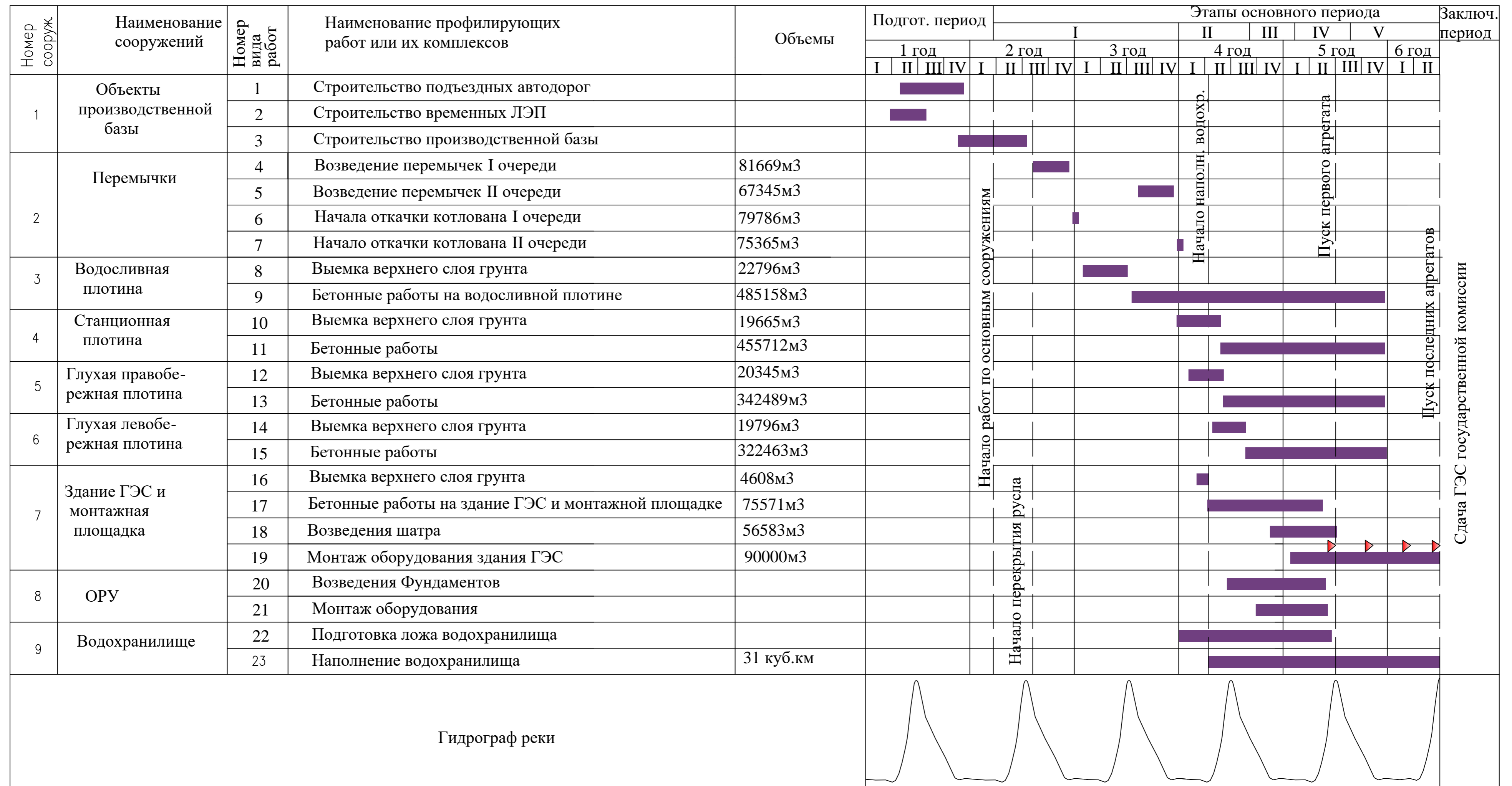
№	Наименование	Длина, м
1	Станционная плотина	96,00
2	Водосливная плотина	106,00
5	Глухая правобережная плотина	
6	Глухая левобережная плотина	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311252.ГП

ВКР - 08.03.01 - 541311252 - ПОС						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Учурской ГЭС на р. Учур	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Голованов						Этапы возведения сооружений (3-4). Экспликация зданий и сооружений		4
Провер.	Эклер								
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.									Кафедра гидросооружений 2017

Сводный календарный план строительства

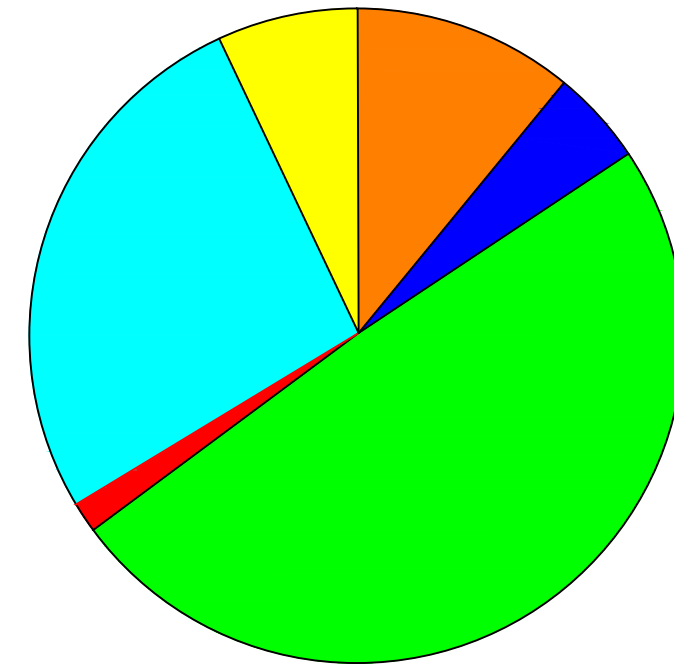


ВКР - 08.03.01 - 541311252					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Голованов				
Провер.	Эклер				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Учурской ГЭС на р. Учур				Стадия	Лист
Сводный календарный план строительства					1
				Листов	1
				Кафедра гидросооружений, 2017	

## Основные технико-экономические показатели строительства Учурской ГЭС на р. Учур

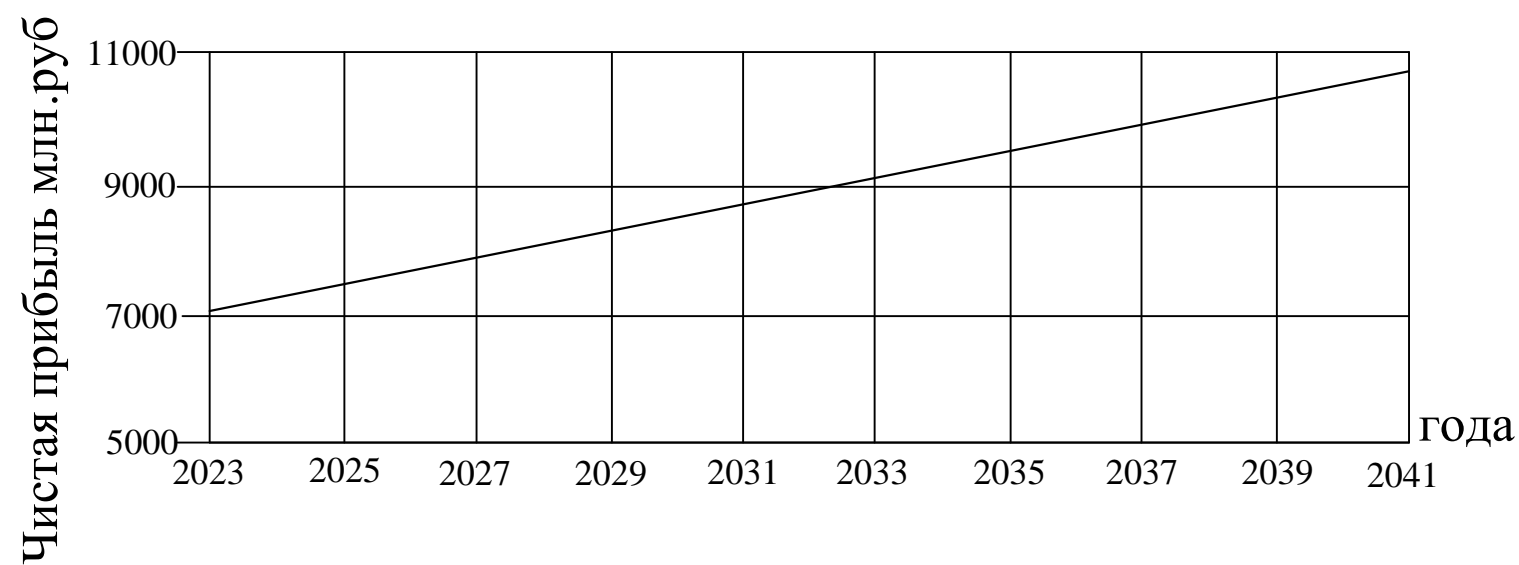
Показатель	Значение
Период окупаемости, мес	79
Дисконтируемый период окупаемости, мес	81
Чистый приведенный расход NPV млрд.руб	33
Индекс прибыльности PI	1,6
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб/Квт	75314,1

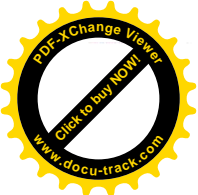
### Структура текущих затрат по гидроузлу



- -Эксплуатационные затраты
- -Амортизационные отчисления
- -Расходы на страхование
- -Расходы на ремонт производственных фондов
- -Расходы на услуги регулирующих компаний
- -Налог на воду

### Чистая прибыль по годам



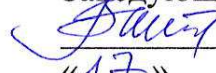


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев  
«17» 06 2017 г.

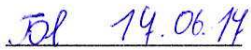
**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**08.03.01- Строительство**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УЧУРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ УЧУР.  
ОРГАНИЗАЦИЯ НАТУРНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА СОСТОЯНИЕМ  
КАСКАДА ГРУНТОВЫХ ПЛОТИН**

Руководитель   
подпись, дата

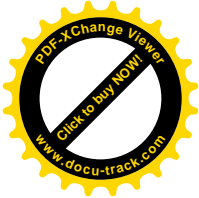
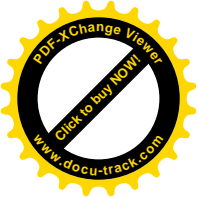
Е.Ю.Затеева

Выпускник   
подпись, дата

М.В.Голованов

Саяногорск; Черемушки 2017





Продолжение титульного листа БР по теме: Проектирование Учурского гидроузла на реке Учур. Организация натуральных наблюдений за состоянием каскада грунтовых плотин.

Консультанты  
по разделам:

<u>Общая часть</u>	 17.06.17 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u>
<u>Водно-энергетические расчеты</u>	 17.06.17 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u>
<u>Выбор основного и вспомогательного оборудования</u>	 16.06.17 подпись, дата	<u>А.В.Масленникова</u>
<u>Технология ГТС</u>	 14.06.17 подпись, дата	<u>Н.А. Эклер</u>
<u>Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений</u>	 13.06.17 подпись, дата	<u>Н.С. Пермякова</u>
<u>Мероприятия по охране природы</u>	 15.06.17 подпись, дата	<u>В.А.Кадычegov</u>
<u>Технико-экономические показатели</u>	 16.06.17 подпись, дата	<u>В.В.Лапасова</u>
<u>Спецвопрос</u>	 17.06.17 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u>
<u>Нормоконтролер</u>	 21.06.17 подпись, дата	<u>А.А.Чабанова</u>