


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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.Б. Затеев  
подпись инициалы, фамилия  
« 16 » 03 2017 г.

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



Студенту Тапоеву Владиславу Сергеевичу.

Группа СБ13-01. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Олекминского гидроузла на реке Олекма. Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона».

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

Руководитель ВКР Н.П. Ульянова, старший преподаватель «Саяно-Шушенского филиала Сибирского Федерального университета»

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) Выбор основного и вспомогательное оборудование; 4) Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений; 5) Мероприятия по охране окружающей среды; 6) Организация и производство гидротехнических работ; 7) Техничко-экономические показатели; 8) Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона.

Перечень графического материала: Выбор установленной мощности Олекминской ГЭС; Основные технико-экономические показатели строительства Олёмминской ГЭС на р. Олёмма; Поперечный разрез стационарной части. Основные характеристики гидроагрегата; Поперечный разрез водосливной плотины. План водосливной плотины; Поперечный разрез грунтовой плотины. Экспликация сооружений; Нагрузки, действующие при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий; Краевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины; Строительный генеральный план. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта; Этапы возведения сооружений (1-2). Экспликация зданий и сооружений; Этапы возведения сооружений (3-4). Экспликация зданий и сооружений; Сводный календарный план строительства; Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта;

Руководитель ВКР



подпись

Н.П. Ульянова

Задание принял к исполнению



подпись

В.С. Тапоев

« 20 » 06 2017 г.



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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Затеев В.Б. Затеев  
«13» 06 2017г.

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 – Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ  
ОЛЁКМА. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО  
РЕГУЛИРОВАНИЮ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА БЕТОНА**

Руководитель

Ульянова 13.06.17  
подпись, дата

старш. препода. Н.П. Ульянова  
должность, ученая степень

Выпускник

Тапоев 13.06.17  
подпись, дата

В.С. Тапоев

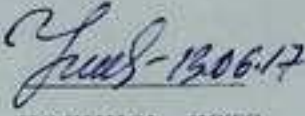
Саяногорск, Черемушки 2017

Продолжение титульного листа ДП по теме Проектирование Олёкминского гидроузла на реке Олёкма. Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона.

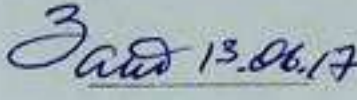
Консультанты

По разделам:


Общая часть

 Н.П. Ульянова  
подпись, дата

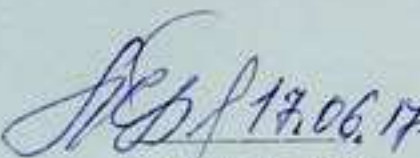
Водно-энергетические  
Расчеты

 Е.Ю. Затеева  
подпись, дата

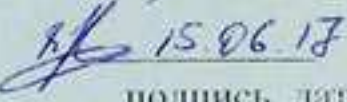
Выбор основного и  
вспомогательного  
оборудования

 А.В. Масленникова  
подпись, дата

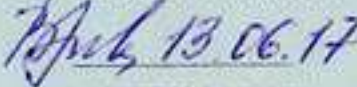
Компоновка гидроузла,  
выбор типа и расчет основных  
сооружений

 Л.С. Пермякова  
подпись, дата


Мероприятия по охране природы

 В.А. Кадычегов  
подпись, дата


Технико-экономические показатели

 В.В. Лапасова  
подпись, дата

Организация и производство  
Гидротехнических работ

 Н.А. Эклер  
подпись, дата

Нормоконтролер

 А.А. Чабанова  
подпись, дата

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Олёкминского гидроузла.....	6
Введение.....	8
1 Общая часть .....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.2 Гидрологические данные .....	9
1.3 Инженерно – геологические условия.....	9
1.4 Энерго-экономические характеристики района .....	10
2 Водно-энергетические расчеты .....	11
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока.....	11
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	15
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	17
2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном и маловодном году .....	19
2.5 Построение ИКН.....	20
2.6 Баланс мощности .....	23
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	25
3.1 Построение режимного поля .....	25
3.1.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	26
3.1.2 Проверка работы выбранных диаметров рабочего колеса при ограничении по минимальному расходу .....	30
3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	31
3.2 Определение размеров проточной части гидротурбины .....	32
3.2.1 Гидромеханический расчет спиральной камеры круглого сечения .....	32
3.2.2 Расчет отсасывающей трубы .....	36
3.3 Формулирование требования к гидрогенератору.....	39
3.4 Расчет деталей и узлов гидроагрегата .....	41
4 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений .....	43
4.1 Определение отметки гребня плотины.....	43
4.1.1 Грунтовой плотина .....	43
4.1.2 Бетонная плотина.....	47
4.2 Гидравлические расчеты .....	48
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	48
4.2.2 Определение отметки гребня водослива .....	49
4.2.3 Проверка пропуска проверочного расхода .....	51
4.2.4 Построения профиля водослива по координатам Кригера – Офицера .....	52
4.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	53
4.2.6 Расчет гасителя энергии в нижнем бьефе .....	54

4.3	Конструирование основных элементов плотины .....	57
4.3.1	Определение ширины и отметки подошвы плотины .....	57
4.3.2	Разрезка плотины швами.....	58
4.3.3	Дренаж тела бетонной плотины .....	58
4.3.4	Галереи в теле плотины.....	59
4.4	Назначение размеров основных элементов плотины.....	59
4.4.1	Цементационная завеса .....	59
4.4.2	Дренажные устройства.....	60
4.4.3	Назначение размеров и конструирование поперечного профиля быков .....	60
4.5	Фильтрационный расчет подземного контура.....	61
4.5.1	Построение эпюры фильтрационного давления для плотины на скальном основании.....	61
4.6	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	64
4.6.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	64
4.6.2	Вес сооружения и затворов.....	64
4.6.3	Сила гидростатического давления воды .....	66
4.6.4	Сила взвешивающего давления.....	68
4.6.5	Сила фильтрационного давления.....	68
4.6.6	Давление грунта .....	68
4.7	Волновое давление.....	70
4.8	Оценка прочности плотины .....	71
4.9	Критерии прочности плотины .....	75
4.10	Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию .....	77
4.11	Проектирование грунтовой плотины.....	78
4.11.1	Фильтрационный расчет грунтовой плотины .....	79
4.11.2	Расчет устойчивости низового откоса методом круглоцилиндрической поверхности скольжения.....	80
5	Мероприятия по охране окружающей среды.....	82
5.1	Общие сведения о районе строительства .....	82
6	Организация и производство гидротехнических работ .....	84
6.1	Компоновка гидроузла и состав сооружений .....	84
6.2	Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах.....	85
6.2.1	Первый этап.....	85
6.2.2	Второй этап.....	96
6.2.3	Третий этап.....	99
6.2.4	Четвертый этап.....	101
6.2.5	Пятый этап.....	102
7	Технико-экономические показатели .....	103
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	103
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	104
7.3	Налоговые расходы.....	107

7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	107
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	108
7.5.1	Методология, исходные данные.....	108
7.5.2	Коммерческая эффективность.....	109
7.5.3	Бюджетная эффективность.....	109
7.6	Анализ чувствительности.....	110
8	Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона.....	113
8.1	Регулирование тепловыделения бетона.....	114
8.2	Подогрев и охлаждение бетонной смеси.....	114
8.3	Защита поверхности.....	116
8.4	Регулирование температуры уложенного бетона.....	117
	Заключение.....	119
	Список использованных источников.....	121
	Приложение А Итерация маловодного и средневодного года.....	123
	Приложение Б Главная универсальная характеристика для РО115-В-600.....	124
	Приложение В Расчеты кривой скольжения нижнего бьефа.....	125



## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЁКМИНСКОГО ГИДРОУЗЛА

Наименование гидроузла: Олёкминский гидроузел на реке Олёкма,

Местонахождение ГЭС: Якутия,

Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 896 м<sup>3</sup>/с,

б) всех турбин 1464 м<sup>3</sup>/с,

в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%,  
7442 м<sup>3</sup>/с,

г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 8325 м<sup>3</sup>/с.

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока годовой,

б) отметки: НПУ 360,0 м; УМО 337,0 м,

в) объем водохранилища: полный 31 км<sup>3</sup>; полезный 14,7 км<sup>3</sup>.

Напоры ГЭС:

а) максимальный 106м,

б) расчетный 90,6м,

в) минимальный 79,5м.

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 1078 МВт; гарантированная 737 МВт,

б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 6078 млн. кВт. ч.,

в) число часов использования установленной мощности 5760 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 каменная наброска,

е) общая длина 1215м, максимальная высота 119м.

Водосбросные сооружения:

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

б) число пролетов 3 отверстия,

в) общая длина 60м.

Здание ГЭС:

а) тип здания русловое; число агрегатов 4,

б) размер: общая длина 126м, ширина 24м.

Основное оборудование:



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

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 6,6 лет,
- б) себестоимость энергии 0,321 коп/кВт ч.,
- в) удельные капиталовложения 6812,31руб/Квт.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция - это электростанция, использующая в качестве источника потенциальную энергию воды. Для эксплуатации ГЭС необходима всего лишь гарантированная обеспеченность водой, что добиваются устройством водохранилища.

Стоимость единицы электроэнергии на гидроэлектростанциях в два раза меньше чем на ТЭС, при том ГЭС не наносит такого ущерба окружающей среде как другие станции.

Турбины ГЭС преобразуют гидравлическую энергию потока воды в электрическую. ГЭС отличается высокой маневренностью, время пуска агрегата очень мало по сравнению с ТЭС и поэтому ГЭС чаще всего работают в пиковой части графика нагрузки энергосистемы, воспринимая и сбрасывая нагрузки регулируя частоту тока в энергосистеме.

Одной из важнейших современных задач это использование возобновляемых ресурсов планеты земля к этим ресурсам как раз и относится вода. Во время работы гидроэлектростанции нету не каких вредных выбросов в атмосферу по сравнению с ТЭС.

Проектирования Олекминского ГУ в Якутии очень актуально, так как там находится огромное количество полезных ископаемых и как следствие это хорошее место для строительства энергоемкого производства.

Цель работы является разработка основных этапов строительства и основного оборудования, а также найти оптимальный профиль плотины. При всем этом проектируемый гидроузел должен удовлетворять всем требованиям надежности, безопасности и экономичности.

## 1 Общая часть

### 1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Створ проектируемой плотины находится в Якутии, она характеризуется резко континентальным климатом, зимние периоды продолжаются до 9 месяцев в году. Среднегодовая температура составляет  $-9^{\circ}\text{C}$ . Разница между среднемесячной температурой самого теплого месяца и самого холодного составляет до  $70^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный зафиксированный минимум -  $60^{\circ}\text{C}$ . Створ находится в зоне вечной мерзлоты.

### 1.2 Гидрологические данные

Питание реки дождевое и снеговое. Для реки характерны значительные изменения годового стока, что находит выражение в расхождении значений среднегодового расхода воды в случае, если он вычисляется на основании разных периодов наблюдений. Летом наблюдаются бурные паводки. Характерные бытовые расходы приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Обеспеченность расходов

p, %	0.01	0.1	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99
Ф	4,72	3,74	2,64	2,06	1,76	1,32	0,82	-0,08	-0,71	-1,51	-1,68	-2
$M_s$	1,04	0,83	0,58	0,46	0,39	0,29	0,18	-0,02	-0,16	-0,33	-0,37	-0,44
$K_s$	2,04	1,83	1,58	1,46	1,39	1,29	1,18	0,98	0,84	0,67	0,63	0,56
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	8324,94	7442	6451	5928	5658	5262	4811	4001	3433	2712	2559	2271

### 1.3 Инженерно – геологические условия

Створ находится в широкой горной долине, его длина на отметке НПУ составляет 1100 м. Относительная ширина створа:

$$\frac{l}{h} = \frac{1100}{106} = 10,4 \quad (1)$$

В месте створа преобладают скальные грунты – долериты. Русловые участки покрыты слоем супеси мощностью не более 2м. Долерит – крупно и среднезернистый базальт, обладающий долеритовой структурой. Авторы называли долеритами диабазы. Долерит по минеральному составу является аналогом базальта. Площадь и объемы водохранилища приведены в таблице 2:



Таблица 2 – Площади и объемы водохранилища

Слой	Оптим.гор. Н <sub>и</sub> , м	h <sub>0</sub> , м	F <sub>1</sub> , км <sup>2</sup>	F <sub>2</sub> , км <sup>2</sup>	∂V, км <sup>3</sup>
1	360	40	850,41	336,08	22,95
	320				
2	320	40	336,08	68,67	7,42
	280				
3	280	26	68,67	-	0,62
	254				
$V = \sum_{i=1}^{i=n} \partial V_i = 30,99 \text{ км}^3$					

#### 1.4 Энерго-экономические характеристики района

- Энергосистема Якутии, типовой график нагрузки для широты «Центр»
- Годовой максимум нагрузки 2000 МВт.
- Установленная мощность существующих ГЭС 680 МВт.
- Среднегодовая выработка существующих ГЭС 2,71 млн. МВт·ч.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу (к этому периоду будут относиться месяцы с V по VII). Остальные месяцы составят маловодный период (таблица 3).

Таблица 3 – Гидрограф реки за 50 лет

№	Год	Размеры в м <sup>3</sup> /с												Q <sub>ср.</sub> год
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1	1930	3	2	2	8	2948	3023	3136	327	142	204	80	16	824
2	1931	7	5	5	7	2711	3143	2828	191	245	241	159	26	797
3	1932	12	2	1	29	1832	2042	4028	503	474	296	87	73	782
4	1933	27	5	5	9	2925	3379	1864	409	386	170	136	19	778
5	1934	4	4	3	6	2988	3451	4190	891	722	694	105	49	1092
6	1935	7	6	5	17	2361	3315	3705	745	470	424	82	23	930
7	1936	6	5	5	15	2764	2953	2929	362	302	215	93	11	805
8	1937	8	8	7	148	2185	4439	3999	667	895	599	245	23	1102
9	1938	2	1	1	25	3970	4743	2136	795	318	186	125	15	1026
10	1939	8	7	7	6	2584	3265	3575	851	749	655	156	12	990
11	1940	8	5	5	12	2788	5697	1318	477	636	273	70	15	942
12	1941	9	8	8	14	3015	4152	3018	435	342	201	91	77	948
13	1942	4	4	3	7	2334	2945	1978	405	284	281	117	8	698
14	1943	6	1	0	1	4152	4879	2200	396	245	159	84	64	1016
15	1944	3	3	2	21	2738	2870	2505	443	182	795	116	16	808
16	1945	6	5	4	24	2652	5061	3545	513	146	398	205	105	1055
17	1946	7	7	7	5	4188	4588	1213	304	151	64	34	13	882
18	1947	26	19	20	182	2780	3780	2027	388	305	851	231	103	893
19	1948	3	3	3	9	2435	2706	2373	431	412	651	98	86	767
20	1949	3	1	1	14	3379	3360	2209	513	524	136	95	73	859
21	1950	8	7	5	2	2606	2834	2340	232	269	773	86	61	769
22	1951	17	15	13	34	3106	3804	1455	326	385	384	102	15	805
23	1952	4	4	2	11	1970	4325	3773	215	454	125	95	32	917
24	1953	20	10	8	10	2852	5683	2282	512	315	455	75	59	1023
25	1954	3	0	0	7	2379	2470	1841	521	564	375	149	18	694
26	1955	11	10	9	180	3788	5288	2891	519	362	286	232	48	1135
27	1956	4	4	4	16	4034	5243	1495	538	426	56	50	34	992

Окончание таблицы 3

№	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. год
28	1957	14	12	10	3	3925	3061	1122	799	362	218	30	10	797
29	1958	6	5	5	9	1811	4379	1286	267	323	391	178	11	723
30	1959	5	4	4	64	2561	2743	1273	364	635	477	110	7	687
31	1960	6	5	4	15	3652	4734	1727	645	342	84	77	41	944
32	1961	23	15	11	41	2715	3361	1814	630	416	727	82	52	824
33	1962	2	0	0	13	3197	3697	3245	433	321	366	182	15	956
34	1963	9	7	7	3	2879	4925	2330	511	432	327	98	9	961
35	1964	4	3	2	11	4106	5379	1509	390	623	389	159	8	1049
36	1965	5	5	4	27	2743	4015	1386	500	432	341	20	17	791
37	1966	8	7	5	12	2925	3288	2875	329	795	568	111	96	918
38	1967	12	4	4	20	2770	3052	1955	955	545	550	105	21	833
39	1968	9	8	7	41	2879	5561	1773	636	273	48	41	5	940
40	1969	3	3	3	15	2152	3197	3364	682	818	705	59	57	921
41	1970	24	5	4	39	4243	4515	2477	727	841	227	100	75	1106
42	1971	3	3	3	12	3675	4697	1636	341	523	386	59	55	949
43	1972	19	12	11	100	2288	3470	1705	568	627	622	102	12	795
44	1973	8	8	7	17	2267	5470	1750	180	227	105	57	51	846
45	1974	2	2	2	16	3302	4152	2559	382	545	545	95	91	974
46	1975	3	2	2	82	2420	3100	2630	840	860	680	50	40	892
47	1976	17	5	5	18	2925	5652	1500	477	500	352	41	23	960
48	1977	10	9	5	16	3720	3970	1091	318	80	75	45	6	779
49	1978	3	3	3	55	4061	4743	1455	500	705	523	43	19	1009
50	1979	8	5	4	13	3334	4470	841	591	477	250	68	7	839
Σ		8	6	5	29	2980	3981	2283	499	448	378	102	36	896

Определив основные периоды года (половодье и межень), необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, период межени и период половодья. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\% \quad (2)$$

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50%, соответственно (Таблица 4).

Необходимо выбрать маловодный и средневодный год. Для этого выбирается год, соответствующий значению, максимально близкому к 50% и 90% обеспеченности (Таблица 4).



Таблица 4 – Обеспеченность стока реки

Размеры в м<sup>3</sup>/с

номер	$P\%$	годы	$\bar{Q}_{год}$	годы	$\bar{Q}_n$	годы	$\bar{Q}_m$
1	2,0	1955	1135	1955	3989	1937	289
2	3,9	1970	1106	1945	3753	1975	284
3	5,9	1937	1102	1970	3745	1934	275
4	7,8	1934	1092	1943	3744	1939	272
5	9,8	1945	1055	1964	3665	1969	261
6	11,8	1964	1049	1938	3616	1967	246
7	13,7	1938	1026	1953	3606	1947	236
8	15,7	1953	1023	1956	3591	1972	230
9	17,6	1943	1016	1934	3543	1970	227
10	19,6	1978	1009	1937	3541	1961	222
11	21,6	1956	992	1978	3420	1966	214
12	23,5	1939	990	1968	3404	1978	206
13	25,5	1974	974	1941	3395	1935	198
14	27,5	1963	961	1962	3380	1948	188
15	29,4	1976	960	1963	3378	1974	187
16	31,4	1962	956	1960	3371	1959	185
17	33,3	1971	949	1976	3359	1955	184
18	35,3	1941	948	1952	3356	1954	182
19	37,3	1960	944	1974	3338	1964	177
20	39,2	1940	942	1971	3336	1944	176
21	41,2	1968	940	1946	3330	1940	167
22	43,1	1935	930	1940	3268	1932	164
23	45,1	1969	921	1973	3162	1938	163
24	47,1	1966	918	1939	3141	1953	163
25	49,0	1952	917	1935	3127	1957	162
26	51,0	1947	893	1930	3036	1950	160
27	52,9	1975	892	1966	3029	1976	160
28	54,9	1946	882	1949	2983	1979	158
29	56,9	1949	859	1977	2927	1945	156
30	58,8	1973	846	1969	2904	1963	156
31	60,8	1979	839	1931	2894	1971	154
32	62,7	1967	833	1936	2882	1949	151
33	64,7	1930	824	1979	2882	1965	150
34	66,7	1961	824	1947	2862	1962	148
35	68,6	1944	808	1951	2788	1951	143
36	70,6	1936	805	1933	2723	1960	135
37	72,5	1951	805	1975	2717	1958	133
38	74,5	1957	797	1965	2715	1941	132
39	76,5	1931	796	1944	2704	1933	129
40	78,4	1972	795	1957	2703	1956	126

Окончание таблицы 4

номер	P%	годы	$\bar{Q}_{год}$	годы	$\bar{Q}_n$	годы	$\bar{Q}_m$
41	80,4	1965	791	1932	2634	1942	124
42	82,4	1932	782	1961	2630	1968	119
43	84,3	1977	779	1950	2593	1936	113
44	86,3	1933	778	1967	2592	1943	106
45	88,2	1950	769	1948	2505	1952	105
46	90,2	1948	767	1958	2492	1931	98
47	92,2	1958	723	1972	2488	1930	87
48	94,1	1942	698	1942	2419	1973	73
49	96,1	1954	694	1954	2230	1946	66
50	98,0	1959	687	1959	2192	1977	63

-Для обеспеченности 90%:  
1948 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1958}^{\Pi}}{Q_{1948\Pi}} = \frac{2492}{2505} = 0,99 \quad (3)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{1931}^{\text{M}}}{Q_{1948\text{M}}} = \frac{98}{188} = 0,52 \quad (4)$$

1958 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1972}^{\Pi}}{Q_{1958\Pi}} = \frac{2488}{2492} = 0,99 \quad (5)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{1970}^{\text{M}}}{Q_{1958\text{M}}} = \frac{87}{133} = 0,66 \quad (6)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1958 гг.

-Для обеспеченности 50%:  
1947:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1930}^{\Pi}}{Q_{1947\Pi}} = \frac{3036}{2862} = 1,06 \quad (7)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{1950}^{\text{M}}}{Q_{1947\text{M}}} = \frac{160}{236} = 0,68 \quad (8)$$

1952:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1935}^{\Pi}}{Q_{1952\Pi}} = \frac{3127}{3356} = 0,93 \quad (9)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{1957}^{\text{M}}}{Q_{1952\text{M}}} = \frac{162}{105} = 1,55 \quad (10)$$

В качестве расчетного средневодного года принимается 1947 гг.

В средне водном году имеются расходы меньше, чем в маловодном году, следовательно требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после неё. распределяется В средневодном году расход воды в течении года перераспределяется таблица 5 и рисунок 1.

Таблица 5 – Расчёты  $Q_{90\%}$ ,  $Q_{50\%}$

Месяц	Размеры в м <sup>3</sup> /с											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q 50%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1947	26	19	20	182	2780	3780	2027	388	305	851	231	103
расч.	18	13	14	124	2947	4007	2149	264	207	579	157	70
кор.	51	51	51	57	2187	4607	1794	479	460	586	257	134
Q 90%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1958	37	36	36	39	1812	4375	1288	232	268	312	173	63

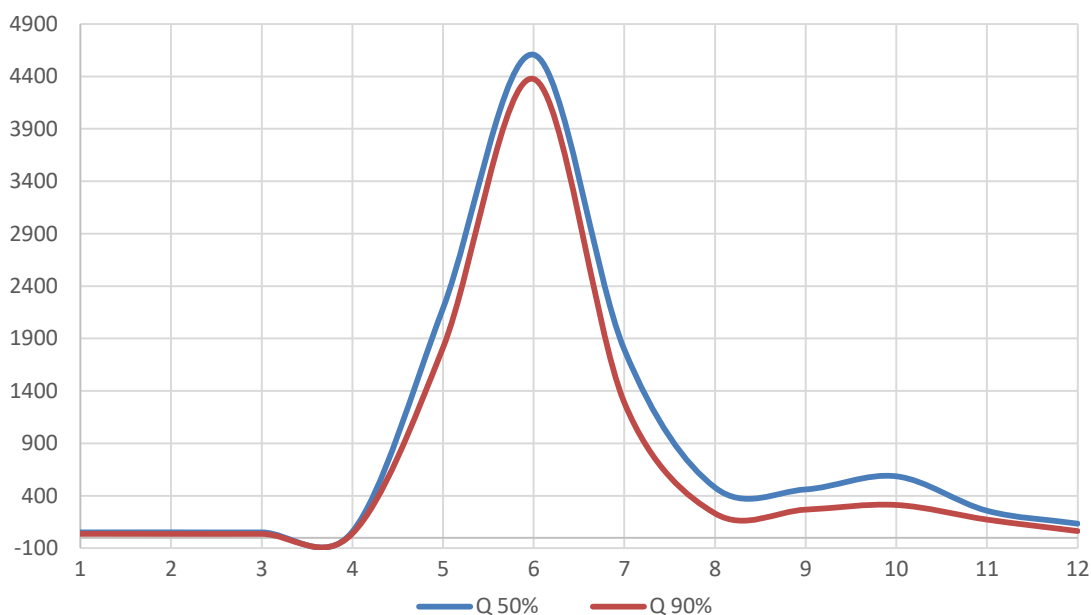


Рисунок 1 – Гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для РДУ Якутия.

В Методическом указании (1) в таблице находится своя широта (57°30') и выписываются типовые суточные графики нагрузки ЭС в зависимости от  $\beta_{сут.зим}$  и  $\beta_{сут.лет}$ . Данные приведены в таблице 6 и рисунок 2.



Таблица 6 – Типовые суточные графики нагрузки энергосистемы

	Зима	Лето
0	$1,98\beta_1-0,898$	$1,85\beta_2-0,852$
1	$2,05\beta_1-1,05$	$2,02\beta_2-1,03$
2	$2,1\beta_1-1,1$	$2,22\beta_2-1,22$
3	$2,17\beta_1-1,17$	$2,3\beta_2-1,3$
4	$2,17\beta_1-1,17$	$2,3\beta_2-1,3$
5	$2,1\beta_1-1,1$	$2,3\beta_2-1,3$
6	$1,93\beta_1-0,923$	$2,3\beta_2-1,2$
7	$1,35\beta_1-0,352$	$1,6\beta_2-0,6$
8	$0,70\beta_1+0,296$	$0,952\beta_2+0,04$
9	$0,3\beta_1+0,702$	$0,175\beta_2+0,7$
10	$0,4\beta_1+0,6$	1
11	$0,67\beta_1+0,324$	$0,275\beta_2+0,72$
12	$0,877\beta_1+0,12$	$0,55\beta_2+0,45$
13	$0,755\beta_1+0,22$	$0,42\beta_2+0,575$
14	$0,575\beta_1+0,42$	$0,22\beta_2+0,775$
15	$0,62\beta_1+0,347$	$0,42\beta_2+0,577$
16	$0,77\beta_1+0,231$	$0,677\beta_2+0,32$
17	$0,1\beta_1+0,9$	$0,4\beta_2+0,6$
18	1	$0,5\beta_2+0,5$
19	$0,17\beta_1+0,825$	$0,62\beta_2+0,375$
20	$0,25\beta_1+0,75$	$0,575\beta_2+0,42$
21	$0,37\beta_1+0,625$	$0,35\beta_2+0,51$
22	$0,758\beta_1+0,24$	$0,27\beta_2+0,725$
23	$1,35\beta_1+0,352$	$0,952\beta_2+0,05$

$$\beta_1=0,74$$

$$\beta_2=0,78$$

$$\alpha_{\text{летнее}} = 0,58$$

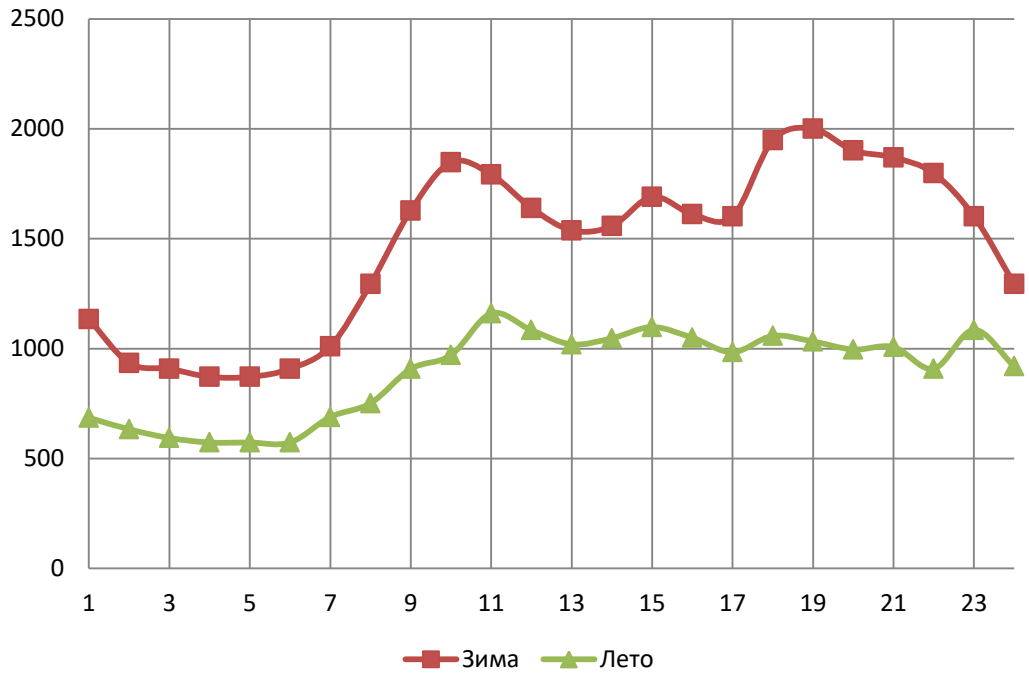


Рисунок 2 – Нагрузки типичных суток

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

Для построения годовых графиков нагрузки необходимо рассчитать среднюю и максимальную мощность за каждый месяц.

$$P_t = a + (b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)) \quad (11)$$

$$\text{где } a = \frac{P_{\text{зим}} + P_{\text{лет}}}{2} \quad (12)$$

$$b = \frac{P_{\text{зим}} - P_{\text{лет}}}{2} \quad (13)$$

Полученные значения заносятся в таблицу 7:

Таблицу 7 – Средняя и максимальная мощность

t, месяц	P среднее, МВт	P максимальное, МВт
1	1459	1986
2	1384	1877
3	1255	1689
4	1106	1472
5	976	1283
6	902	1174
7	901	1174
8	976	1282

Окончание таблицы 7

t, месяц	P среднее, МВт	P максимальное, МВт
9	1105	1470
10	1254	1688
11	1384	1876
12	1459	1985

По полученным данным строится (рисунок 3):

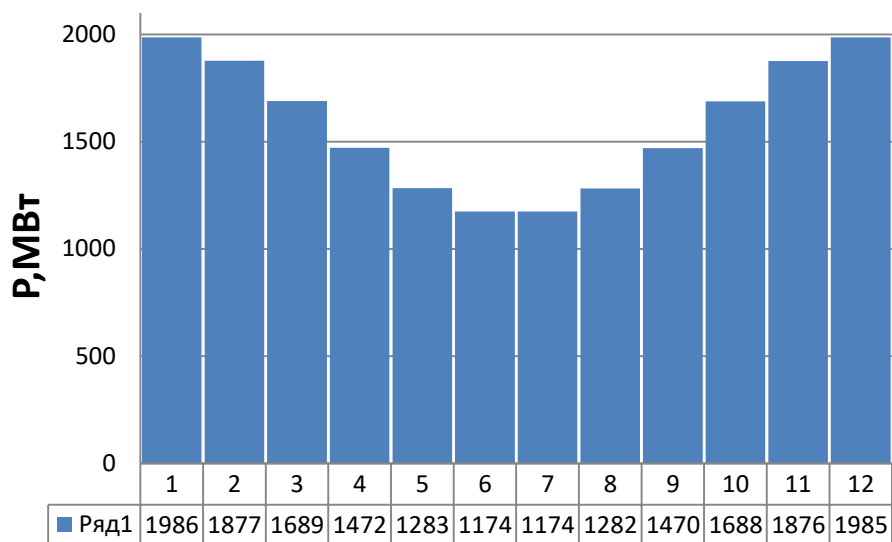


Рисунок 3 – Максимальная нагрузка ЭС

Покрытие графиков нагрузки ЭС существующими ГЭС:

В РДУ Якутии есть только одна ГЭС – Вилюйская

Находится ее выработка за год  $\mathcal{E} = 2,71$  Млрд.кВт ч

Находится средне суточная мощность ГЭС

$$N_{\text{сутГЭС}} = \frac{\mathcal{E}}{365 \cdot 24} = \frac{2710000}{365 \cdot 24} = 310 \text{ МВт} \quad (14)$$

В зимнии сутки она больше на 10% -  $N_{\text{сутГЭС}} = 340 \text{ МВт}$

В летнии сутки она меньше на 10% -  $N_{\text{сутГЭС}} = 278 \text{ МВт}$

В промежуточных значениях считаются через косинус. Графически приведено на рисунке 4 и 5.

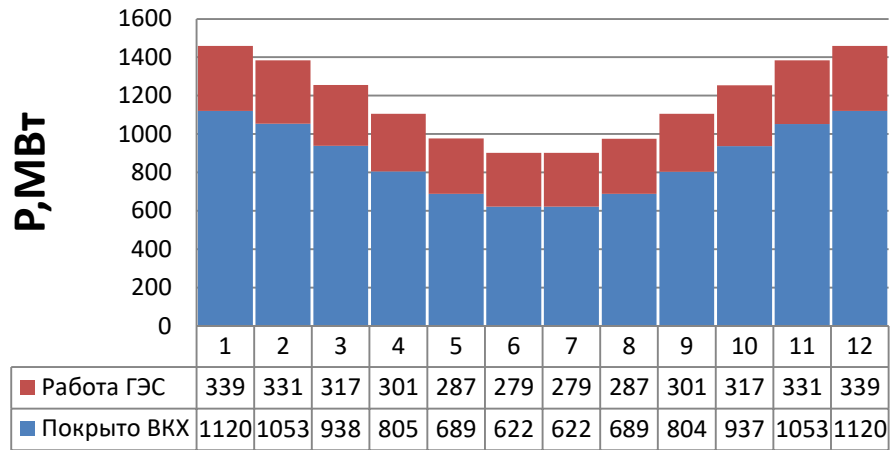


Рисунок 4 – Покрытые графиков нагрузки ЭС существующими ГЭС

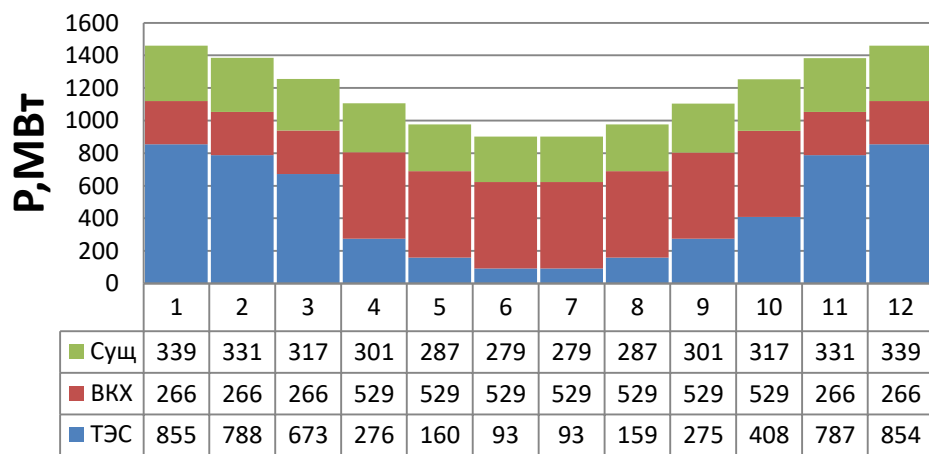


Рисунок5 – Баланс энергии

## 2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном и маловодном году

Полезный используемый бытовой приток

$$Q_{\text{пол.исп.}} = Q_{\text{пол.быт}} - Q_{\text{потерь}} \quad (15)$$

где  $Q_{\text{потерь}}$  – потери расхода на фильтрацию, испарение льдообразование.

Турбинный расход ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{вдхр}} + Q_{\text{пол.исп.}} \quad (16)$$

где  $Q_{\text{вдхр}}$  – расход водохранилища, величина, которая в ВЭР подбирается.

Расход в нижний бьеф:

$$Q_{\text{нб}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{хол. сбр.}} + Q_{\text{ф}} \quad (17)$$

где  $Q_{\text{хол. сбр.}}$  – холостые сбросы ГЭС.

Приращение объёма водохранилища:

$$\pm \Delta V_{\text{вдхр}} = \pm Q_{\text{вдхр}} \cdot \Delta t_i \cdot 10^{-9} \quad (18)$$

где  $\Delta t$  – время в месяце, с.

Полезный объём водохранилища на конец расчётного месяца:

$$V_{\text{кон}} = V_{\text{нач}} \pm \Delta V_{\text{вдхр}} \quad (19)$$

знак «+» соответствует наполнению водохранилища, а знак «-» его сработке.

Средний уровень ВБ:

$$Z_{\text{вб}} = \frac{Z_{\text{вб}}^{\text{нач}} - Z_{\text{вб}}^{\text{кон}}}{2} \quad (20)$$

Напор нетто:

$$\bar{H} = \bar{Z}_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - \Delta h \quad (21)$$

Средне интервальная мощность ГЭС:

$$\bar{N}_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot \bar{H} \quad (22)$$

Все расчеты сводятся в приложение А.

## 2.5 Построение ИКН

Исходные данные ранжируются в порядке убывания, выделяются максимальные и средние значения. В таблице 8 приводятся данные для построения суточных графиков и интегральной кривой нагрузки энергообъединения, для зимнего и летнего периода.

Таблица 8 – Данные для построения ИКН

Интегральная кривая нагрузки											
Зима						Лето					
$P_t^3$ , МВт	$DP_t^3$ , МВт	$Dt$ , ч	$DЭ$ , МВт.ч	$P_s^3$ , МВт	$Э_s$ , МВт.ч	$P_t^л$ , МВт	$DP_t^л$ , МВт	$Dt$ , ч	$DЭ$ , МВт.ч	$P_s^л$ , МВт	$Э_s$ , МВт.ч
2000	52	1	52	52	52	1160	62	1	62	62	62
1948	46	2	93	98	145	1098	13	2	26	75	87
1902	32	3	95	130	240	1085	1	3	4	76	91
1870	22	4	88	152	328	1084	26	4	104	102	196
1848	50	5	252	202	580	1058	9	5	43	111	239
1798	6	6	34	208	613	1049	2	6	14	113	253
1792	101	7	707	309	1320	1047	15	7	102	128	355
1691	51	8	411	360	1731	1032	13	8	102	140	457
1640	12	9	104	372	1836	1020	12	9	110	153	567
1628	16	10	164	388	2000	1007	11	10	115	164	681
1612	10	11	107	398	2107	996	12	11	134	176	816
1602	0	12	3	398	2110	984	13	12	161	190	977
1602	44	13	575	443	2685	970	51	13	663	241	1639
1557	19	14	272	462	2957	919	11	14	155	252	1795
1538	244	15	3659	706	6616	908	1	15	8	252	1802
1294	0	16	0	706	6616	908	156	16	2497	408	4300
1294	160	17	2713	866	9329	752	63	17	1065	471	5365
1134	124	18	2232	990	11561	689	3	18	63	474	5427
1010	76	19	1452	1066	13013	686	53	19	1001	527	6428
934	26	20	520	1092	13533	633	39	20	789	567	7217
908	0	21	0	1092	13533	593	20	21	429	587	7645
908	36	22	801	1128	14334	573	0	22	0	587	7645
872	0	23	0	1128	14334	573	0	23	0	587	7645
872	872	24	20918	2000	35252	573	573	24	13753	1160	21398

Зимний ИКН изображен на рисунке 6:

-синим цветом обозначена Вилюйская ГЭС, с установленной мощностью 680 МВт и суточной зимней выработкой 8157 МВт.ч;

-выше нее находится пиковая часть проектируемой Олёкминской ГЭС с выработкой 11158 МВт.ч;

-ниже обозначена базовая часть проектируемой Олёкминской ГЭС с выработкой 5856 МВт.ч;

Сумарная выработка в пиковой и базовой части равна 17014 МВт.ч;

Рабочая мощность равная 1038 МВт;

Установленная мощность равна  $1038 + 0,02 * P_{\text{маск}} = 1038 + 40 = 1078$  МВт.



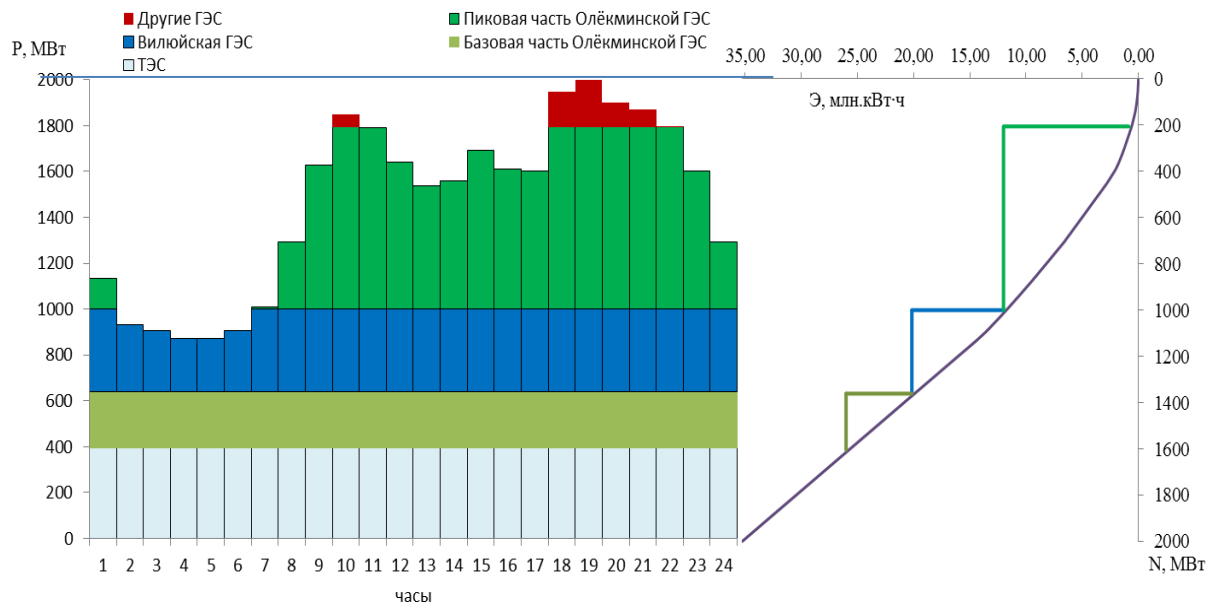


Рисунок 6 – ИКН для зимы

Летний ИКН изображен на рисунке 7:

- синим цветом обозначена Виллюйская ГЭС, с установленной мощностью 680 МВт и суточной летней выработкой 8157 МВт.ч;

- выше нее находится пиковая часть проектируемой Олёкминской ГЭС с выработкой 2503 МВт.ч;

- ниже обозначена базовая часть проектируемой Олёкминской ГЭС с выработкой 8496 МВт.ч;

Сумарная выработка в пиковой и базовой части равна 10999 МВт.ч;

Рабочая мощность (летом) составила 650 МВт;

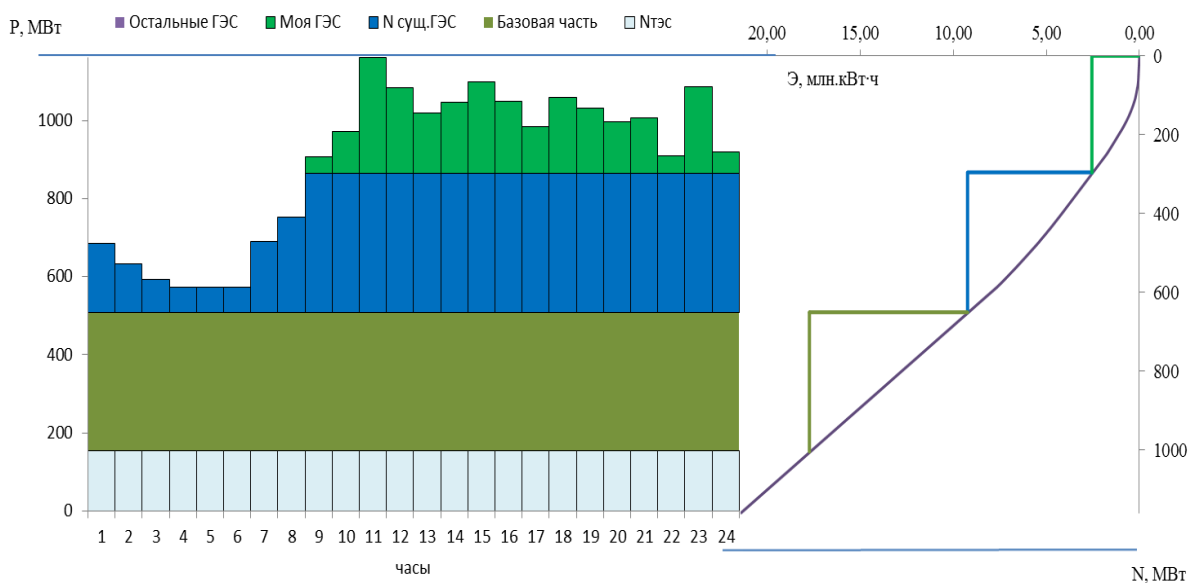


Рисунок 7– ИКН для лета

## 2.6 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитывается, что нагрузочный резерв системы равен 2%  $P_t^{\max}$ , аварийный резерв составляет 7% от  $P_t^{\max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС проектируемой ГЭС:

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останковки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 4 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

Баланс мощностей представлен в таблице 9 и на рисунке 8

Таблица 9 – Данные для построения баланса мощности

Баланс мощности					
месяц	Нагрузка системы	Проектируемая ГЭС		ТЭС	Существующая ГЭС
	$P_{\max}$	$N_{\text{проект гЭС}}$	$N_{\text{нагр.рез}}$	N	N
1	1986	1078	54	569	339
2	1877	977	49	569	331
3	1689	890	45	482	317
4	1472	790	40	381	301
5	1283	740	37	256	287
6	1174	690	35	205	279
7	1174	690	35	205	279
8	1283	740	37	256	287
9	1472	790	40	381	301
10	1689	890	45	482	317
11	1877	977	49	569	331
12	1986	1078	54	569	339

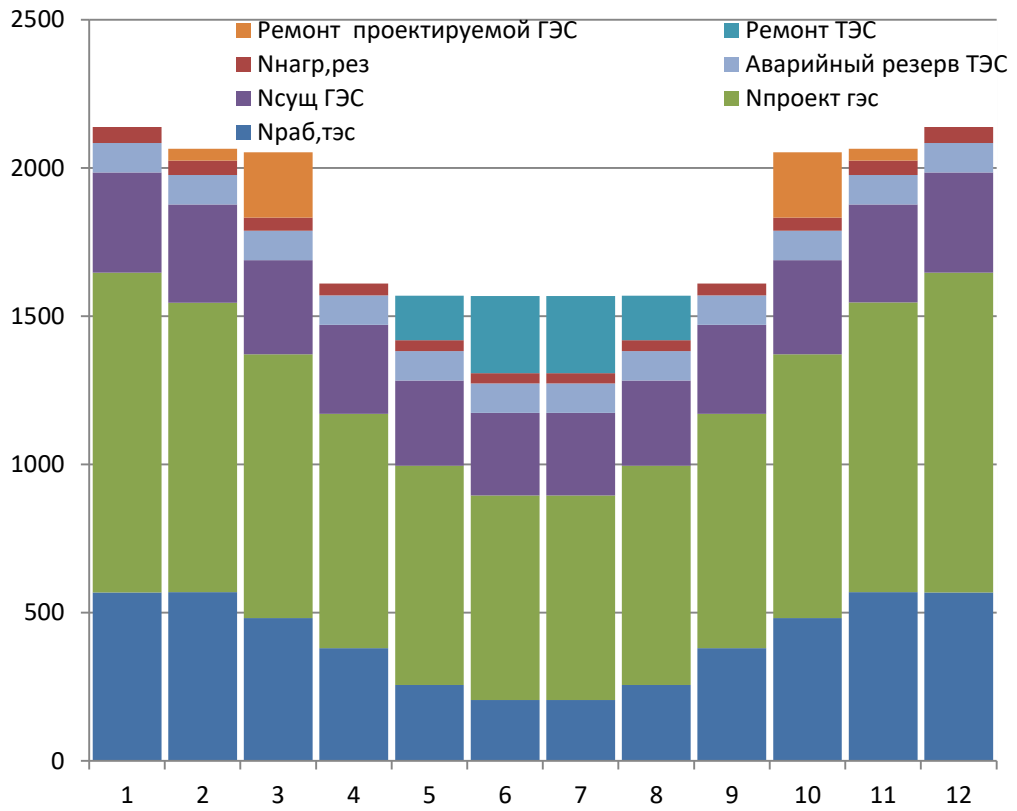


Рисунок 8 – Баланс мощности

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Расчеты приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

QНБ, м <sup>3</sup> /с	ZНБ, м	Qвкх, м <sup>3</sup> /с	Δh, м	Ннпу, м	Нумо, м	Нсред, м	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	254,0	322	0,5	106,0	84,0	96,0	102,0	1249	91,0	1394
200	255,0	322	0,5	105,0	83,00	95,0	100,0	1263	89,8	1385
400	255,0	322	0,5	105,0	82,00	94,0	99,0	1276	88,7	1376
600	256,0	322	0,5	104,0	82,00	93,0	98,0	1290	87,5	1367
800	257,0	322	0,5	103,0	81,00	93,0	97,0	1303	86,4	1358
1000	257,0	322	0,5	103,0	80,00	92,0	96,0	1318	85,2	1349
1200	258,0	322	0,5	102,0	80,00	91,0	95,0	1332	84,1	1340
1400	259,0	322	0,5	101,0	79,00	91,0	94,0	1347	82,9	1331
1600	259,0	322	0,5	101,0	78,00	90,0	93,0	1362	81,8	1321
1800	260,0	322	0,5	100,0	78,00	89,0	92,0	1378	80,6	1312
2000	261,0	322	0,5	99,0	77,00	89,0	91,0	1394	79,5	1303

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности (рисунок 9).

По режимному полю определяются следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 90,6$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 79,5$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 106$  м;
- максимальный расход  $Q = 1458$  м<sup>3</sup>/с.

Для полученного диапазона изменения напора по методическим указаниям (1) подбираются все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{79,5}{115} = 0,69$  должно быть не меньше ограничений турбины.

Диапазону напоров соответствует РО-115.

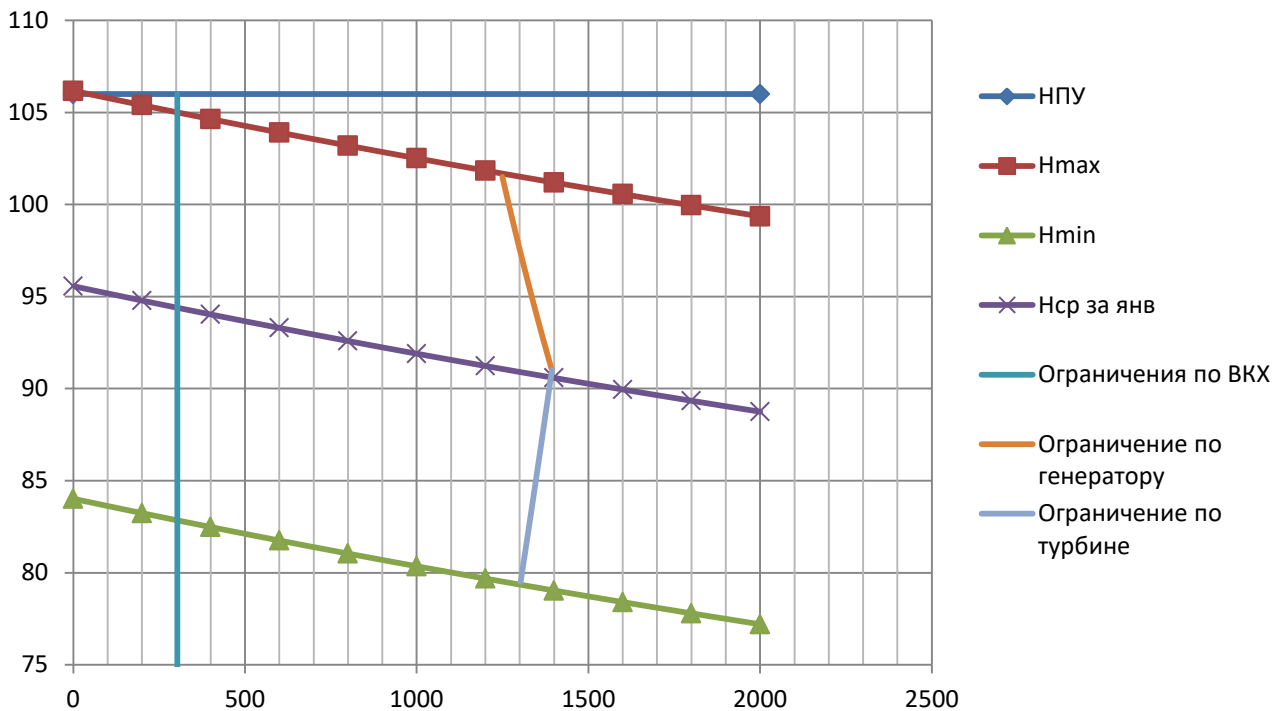


Рисунок 9 – Режимное поле

### 3.1.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

Задача выбора основного энергетического оборудования состоит в выборе системы и типа турбины, номинального диаметра рабочего колеса  $D1$  и частоту вращения  $n$  таким образом, чтобы при наименьших размерах турбины и их количестве при возможно больших значениях КПД обеспечить получение заданной номинальной мощности. При этом требуемая высота отсасывания  $H_c$  для рассчитываемой турбины должна быть не больше чем  $-8\text{м}$ .

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

$$H_{\text{max}} \leq H_{\text{пред}} \quad (23)$$

Для данного напора подходит следующая реактивная гидротурбина:

- радиально осевая РО115-В;

Основные параметры модели данной турбины занесены в таблицу 11:

Таблица 11 – Параметры турбины

Марка	PO115-B
$H_{пред}, \text{М}$	115
$H_{min}/H_{max}$	0.60
$n_{Iopt}, \text{об/М}$	75
$Q'_{Iopt}, \text{Л/с}$	890
$\eta_{м opt}$	0.884
$Q'_{I max}, \text{Л/с}$	1085
$\sigma(Q'_{I max})$	0.15
$D_{1м}, \text{М}$	0.5156
$H_{м}, \text{М}$	4
$t_{м}, ^\circ\text{C}$	2

Расчет выполняется для стандартного набора диаметров, начиная с самого большого (возможного для транспортировки по железной дороги  $D_1 < 6,3\text{М}$ ) и заканчивая самым малым.

КПД натурной гидротурбины определим по формуле:

$$\eta_{т} = 1 - (1 - \eta_{м}) \cdot \left( 0,25 + 0,25 \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{м}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_{н}}{\nu_{м}}} \right) \quad (24)$$

где  $\eta_{м}$  - КПД модели из таблицы 11,

$D_{1м}$  - диаметр модели из таблицы 11,

$D_1$  - стандартный диаметр из таблицы 11,

$H_{м}$  - напор модели из таблицы 11,

$\nu_{м}$  - коэффициент кинематической вязкости воды для модели, зависящей от её температуры, принят из таблицы 11,

$\nu_{н}$  - коэффициент кинематической вязкости воды для натуре, зависящей от её температуры, принят равным 11.

Мощность одного агрегата:

$$N_A^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_{Iopt} \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_{т} \cdot \eta_{г} \quad (25)$$

где  $Q'_{Iopt}$  - приведенный расход в расчетной точки,

$\eta_{г}$  - средний КПД генератора.



Число установленных на ГЭС агрегатов:

$$Z^* = \frac{N_{уст}}{N_A^*} \quad (26)$$

Расчетное количество агрегатов округляется в большую сторону. Число агрегатов должно быть кратно 2 или 3 для упрощения схемы электрических соединений, но не менее 2-х.

Уточняется мощность 1-го агрегата:

$$N_A = \frac{N_{уст}}{Z_a} \quad (27)$$

Синхронная частота вращения:

$$n'_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1} \quad (28)$$

где  $n'_p$  - приведенная частота в расчетной точке из таблицы 13,

$\Delta p = \frac{\eta_{\Gamma}}{\eta_{\text{м}}}$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от природы к модели.

Полученная частота вращения округляется до ближайшего стандартного значения по методическому указанию(1).

Приведенная частота вращения для каждого из напоров:

$$n'_{1\max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}} \quad (29)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_p}} \quad (30)$$

$$n'_{1\min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}} \quad (31)$$

Результаты расчета заносятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет подходящего диаметра РК

$D_1, \text{м}$	6,30	6,00	5,60	5,30	5,00	4,75	4,50	4,25	4,00
$\eta, \%$	93	93	93	93	93	93	93	93	93
$N_A^*, \text{кВт}$	326665	296181	257864	230873	205378	185275	166210	148184	131195
$z^*$	3,30	3,64	4,18	4,67	5,25	5,82	6,49	7,27	8,22
$z$	4	4	6	6	6	6	8	8	9
$N, \text{кВт}$	269500	269500	179667	179667	179667	179667	134750	134750	119778
$\Delta p$	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_c, \text{об/мин}$	116,48	122,28	130,98	138,36	146,63	154,32	162,85	172,39	183,12
$n_c, \text{об/мин}$	125,00	125,00	136,40	142,80	166,70	166,70	166,70	187,00	187,00
$n'_{1 \max}, \text{об/мин}$	87,18	83,05	84,60	83,84	92,36	87,76	83,16	88,13	82,96
$n'_{1 p}, \text{об/мин}$	80,48	76,67	78,10	77,40	85,26	81,02	76,77	81,36	76,59
$n'_{1 \min}, \text{об/мин}$	74,40	70,87	72,20	71,55	78,82	74,89	70,97	75,21	70,80

Анализируя полученные в таблице данные, приходим к выводу, что  $D_1 = 5,0\text{м}; 4,75\text{м}; 4,25\text{м}$  не подходят для дальнейших расчетов т.к.  $n'_{1 \min}$  этих диаметров находятся выше расчетной точки.

На ГУХе для оставшихся диаметров чертим  $n'_{1 \max}; n'_{1 p}; n'_{1 \min}$  и определяем положение расчетной точки на линии  $n'_{1 p}$ . Для этого на этой линии находим такое значение  $Q'_1$  и  $\eta_T$  что-бы их произведение было равно:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_A}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot N_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} \quad (32)$$

Расчетная точка должна находиться правее точки оптимума. Результаты расчетов занесены в таблицу 13.

Таблица 13– Расчет точки оптимума

$D_1, \text{м}$	6,30	6,00	5,60	5,30	4,00
$Q'_1 \cdot \eta_T$	0,83	0,91	0,70	0,78	0,91
$Q'_1 \cdot \eta_T$		0,72			0,72

После построения точки оптимума для каждого диаметра получили, что для  $D_1 = 6,3\text{м}; 5,6\text{м}; 5,3\text{м}$  расчетная точка лежит левее точки оптимума. В дальнейших расчетах эти диаметры не участвуют.

Для оставшихся диаметров строиться линия ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{1min}$  находится такое значение  $Q'_1$  и  $\eta_T$  что-бы их произведение было равно:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_A}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_T} \quad (33)$$

Линия ограничения должна находиться правее точки оптимума. Результат расчета заносится в таблицу 14. Только  $D_1=6$  и 4 м отвечают требованиям.

Так-же была построена линия ограничения по турбине (проводиться параллельно открытию НА).

### 3.1.2 Проверка работы выбранных диаметров рабочего колеса при ограничении по минимальному расходу

Для каждого диаметра считается ограничение при  $H_{max}$  и  $H_{min}$ :

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p} \cdot H_{max}} \quad (34)$$

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p} \cdot H_{min}} \quad (35)$$

где  $Q_{min}$ - расход при санитарном пропуске равен  $303 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Результаты расчетов занесены в таблицу 14

Таблица 14 – Линии ограничения для турбин

D1	4,00	6,00
Q'max	0,90	0,40
Q'min	1,05	0,47

После построения линии ограничения по минимальному расходу видно, что для  $D1=4$ м точка оптимума находится левее ограничения. Из чего следует, что из всех стандартных диаметров основным требованиям отвечает только турбина с диаметром равным 6м.

Главная универсальная характеристика вынесена в приложение Б

### 3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Положение рабочего колеса относительно нижнего бьефа должно быть такое что бы на всех режимах его работы отсутствовала кавитация.

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s \quad (36)$$

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

Глубина отсасывания рассчитывается для 3-х характерных случаев:

- Работа одного агрегата при  $H_{max}$  и  $N_{расч}$ ;
- Работа одного агрегата при  $H_p$  и  $N_{расч}$ ;
- Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему  $N$  на линии

ограничения:

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{н.б.}(Q_{н.б.})}{900} - \sigma \cdot H - k + \nabla Z_{x.пл.} \quad (37)$$

где  $B$  – барометрическое давление принимается равным 10,33;

$k$  – запаса принимается равным 1,5м;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, принимается по ГУХ;

$\nabla Z_{x.пл.}$  – разность отметок характерных плоскостей модели и натуре, для РО находится по формуле:

$$\nabla Z_{x.пл.} = \frac{B_0}{2} \quad (38)$$

где  $B_0$  – считается по ГУХ

$$B_0 = 0,316 \cdot 6 = 1,9\text{м}$$

-Работа одного агрегата при  $H_{max}$  и  $N_{расч}$

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}} = 1,02 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{1,06 \cdot 106} = 389\text{м}^2/\text{с} \quad (39)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{255,1}{900} - 0,138 \cdot 106 - 1,5 + \frac{1,9}{2} = -5,13\text{м} \quad (40)$$

-Работа одного агрегата при  $H_p$  и  $N_{расч}$

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p} = 1,04 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{1,06 \cdot 91} = 366 \text{ м}^2/\text{с} \quad (41)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{255,23}{900} - 0,143 \cdot 91 - 1,5 + \frac{1,9}{2} = -3,46 \text{ м} \quad (42)$$

-Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему  $N$  на линии ограничения:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}} = 0,79 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{1,06 \cdot 77} = 257 \text{ м}^2/\text{с} \quad (43)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{254,99}{900} - 0,081 \cdot 77 - 1,5 + \frac{1,9}{2} = 3,24 \text{ м} \quad (44)$$

турбина РО – 115В-600 отвечает допустимой глубине заглубления РК под уровень нижнего бьефа. Принимается самая большая глубина  $H_s = -5.13 \text{ м}$ .

## 3.2 Определение размеров проточной части гидротурбины

### 3.2.1 Гидромеханический расчет спиральной камеры круглого сечения

Расчет спиральной камеры проходит в следующей последовательности:  
Из методического материала (1) выписаны:

$$\begin{aligned} D_b &= 8 \text{ м} \\ D_a &= 9,25 \text{ м} \\ D_4 &= 9,65 \text{ м} \\ R &= 0,5 \text{ м} \\ h_1 &= 0,5 \text{ м} \end{aligned}$$

Скорость потока во входном сечении в зависимости от напора:

$$V_{вх} = 8 \text{ м/с};$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 303 \cdot \frac{351}{360} = 295,7 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (45)$$

где  $\varphi$  – угол охвата спиральной камеры;  
 $Q_p$  – расчетный расход, находится:

$$Q_p = \frac{N_{уст1}}{9,81 \cdot B_0} = \frac{269500}{9,81 \cdot 1,9} = 303 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (46)$$

где  $N_{уст1}$  – установленная мощность одного проектируемого агрегата;

1) Площадь входного сечения и его радиус:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{V_{вх}} = \frac{295,7}{8} = 36,96 \text{ м}^2; \quad (47)$$

$$R_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{36,96}{3,14}} = 3,43 \text{ м}; \quad (48)$$

2) Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{P_{вх}^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 4,825 + \sqrt{3,43^2 + \left(\frac{2,84}{2}\right)^2} = 7,95 \text{ м}; \quad (49)$$

где  $R_4$  – взято из таблицы основные размеры статора  
 $H_1$  – полная высота статора, находится:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,92 + 2 \cdot 0,46 = 2,84 \text{ м}; \quad (50)$$

где  $h$  – взято из таблицы основные размеры статора  
 $b_1$  – находится как:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,9 + 0,02 = 1,92 \text{ м}; \quad (51)$$

3) Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a_{вх} + R_{вх} = 7,95 + 3,43 = 11,38 \text{ м}; \quad (52)$$

Определяется отношение:

$$\frac{\varphi}{c} = a_{вх} - \sqrt{a_{вх}^2 - R_{вх}^2} = 7,95 - \sqrt{7,95^2 - 3,43^2} = 0,78; \quad (53)$$

Дальнейшие расчеты заносятся в таблицу 15:

Таблица 15 – Расчет спирально камеры

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\varphi$	$\varphi/360$	$\varphi/c$	$D4*[3]$	$[4]-(H1/2)^2$	$\sqrt{5}$	$x$	$x^2$	$\rho^2$	$\rho$	$a$	$R$
351	0,98	0,78	7,52	5,50	2,35	3,12	9,76	11,78	3,43	7,95	11,38
336	0,93	0,75	7,19	5,18	2,28	3,02	9,13	11,14	3,34	7,85	11,18
321	0,89	0,71	6,87	4,86	2,20	2,92	8,50	10,52	3,24	7,74	10,98
306	0,85	0,68	6,55	4,54	2,13	2,81	7,89	9,91	3,15	7,63	10,78
291	0,81	0,65	6,23	4,21	2,05	2,70	7,28	9,30	3,05	7,52	10,57
276	0,77	0,61	5,91	3,89	1,97	2,59	6,69	8,70	2,95	7,41	10,36
261	0,73	0,58	5,59	3,57	1,89	2,47	6,10	8,11	2,85	7,29	10,14
246	0,68	0,55	5,27	3,25	1,80	2,35	5,52	7,53	2,74	7,17	9,92
231	0,64	0,51	4,95	2,93	1,71	2,22	4,95	6,96	2,64	7,05	9,69
216	0,60	0,48	4,63	2,61	1,62	2,09	4,39	6,40	2,53	6,92	9,45
201	0,56	0,45	4,30	2,29	1,51	1,96	3,84	5,85	2,42	6,78	9,20
186	0,52	0,41	3,98	1,97	1,40	1,81	3,29	5,31	2,30	6,64	8,94
171	0,48	0,38	3,66	1,65	1,28	1,66	2,76	4,78	2,19	6,49	8,67

После  $\varphi = 171^\circ$  сечение спиральной камеры становится эллипсом и данная методика расчета не подходит. Поэтому строиться плавная зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до конца координат, где  $\varphi = 0$  и  $R = \frac{D_b}{2}$ . Недостающий участок плавно продлевается подбором функции, рисунок 10.

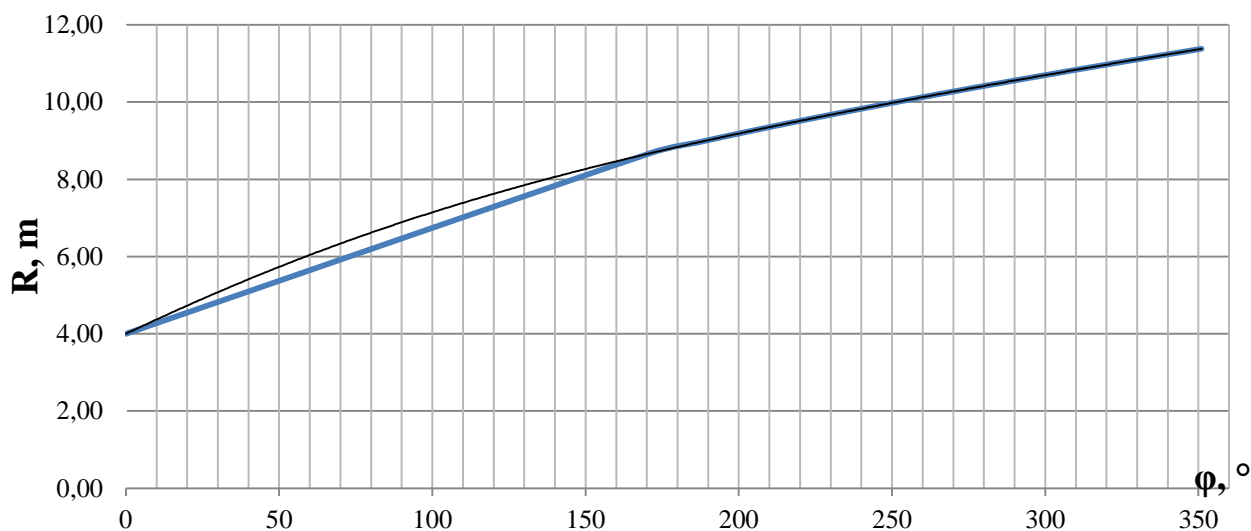


Рисунок 10 – Зависимость радиуса спиральной камеры от угла

Через каждые  $15^\circ$  снимается значение  $R$  и заносится в таблицу 16; Размер эллиптического размера спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin 35^\circ} = \frac{2,84}{2 \cdot 0,57} = 2,49\text{м}; \quad (54)$$



Меньший радиус любого эллиптического сечения считается:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k}; \quad (55)$$

Расчеты занесены в таблицу 16:

Таблица 16 – Расчет спиральной камеры в зоне эллипса

$\varphi$	$p_1, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
156	2,49	1,90	8,39
141		1,71	8,08
126		1,52	7,76
111		1,31	7,41
96		1,08	7,04
81		0,84	6,65
66		0,58	6,22
51		0,30	5,76

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot 1/c} = \frac{303}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,78} = 61,29; \quad (56)$$

Угол потока в спиральной камере:

$$\begin{aligned} \delta &= \arctg \left( \frac{Q_p / 2 \cdot \pi \cdot b_1}{k} \right) = \arctg \left( \frac{303 / 2 \cdot 3,14 \cdot 1,92}{61,29} \right) = \\ &= \arctg(0,41) = 22,29^\circ; \end{aligned} \quad (57)$$

По данным таблиц 15 и 16 строиться теоритический чертеж металлической спиральной камеры рисунок 11:

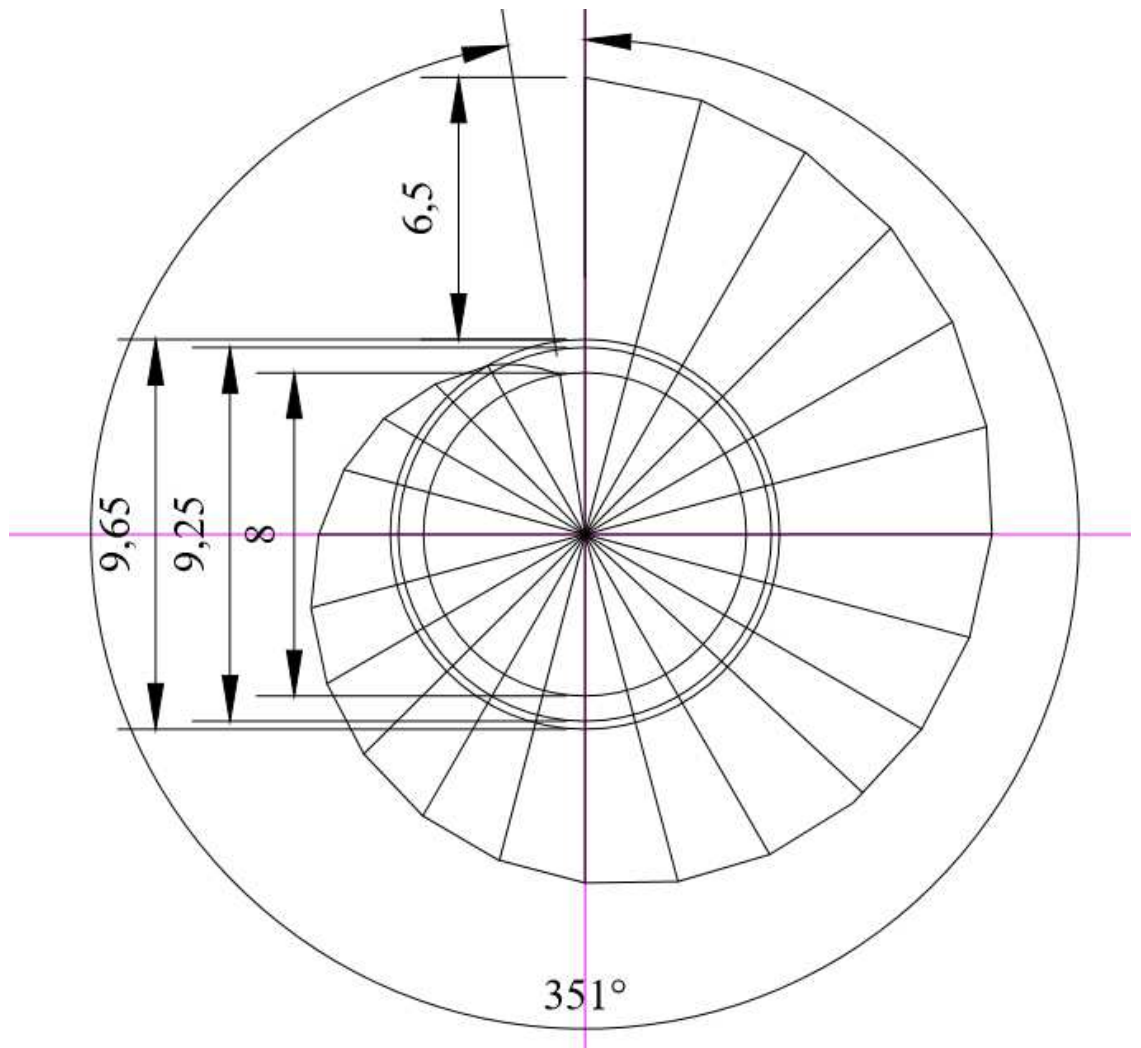


Рисунок 11 – Схема спиральной камеры

### 3.2.2 Расчет отсасывающей трубы

Основные размеры отсасывающей трубы рассчитываются по отношению диаметров натуре к модели, взятых с ГУХа.

Расчет основных размеров отсасывающей трубы:

Размеры раструба диффузора трубы:

$$D_{\text{горл}} = D_2 = 0,995 \cdot D_1 = 0,995 \cdot 6 = 5,97 \text{ м}; \quad (58)$$

$$D_{\text{к}} = 1,229 \cdot D_1 = 1,229 \cdot 6 = 7,374 \text{ м}; \quad (59)$$

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,57 \cdot 6 = 15,42 \text{ м}; \quad (60)$$

$$h_1 = h - D_{\text{к}} = 15,42 - 7,374 = 8,046 \text{ м}; \quad (61)$$

Размеры колена отсасывающей трубы:

$$h_2 = 1,229 \cdot D_1 = 1,229 \cdot 6 = 7,374 \text{ м}; \quad (62)$$

$$L_1 = 1,549 \cdot D_1 = 1,549 \cdot 6 = 9,294 \text{ м}; \quad (63)$$

$$L_2 = 5 \cdot D_1 = 5 \cdot 6 = 30 \text{ м}; \quad (64)$$

$$B = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 6 = 17,982 \text{ м}; \quad (65)$$

Размеры выходных конических раструбов отсасывающей трубы:

$$h_3 = 0,676 \cdot D_1 = 0,676 \cdot 6 = 4,056 \text{ м}; \quad (66)$$

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 6 = 17,982 \text{ м}; \quad (67)$$

$$B_1/2 = 0,5 \cdot B_1 = 0,5 \cdot 17,982 = 8,991 \text{ м}; \quad (68)$$

$$h_4 = 1,234 \cdot D_1 = 1,234 \cdot 6 = 7,404 \text{ м}; \quad (69)$$

Расчет площади контрольных сечения трубы:

Входное сечение конуса (1-1):

$$F_{1-1} = \frac{\pi \cdot D_{\text{горл}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 5,97^2}{4} = 27,978 \text{ м}^2; \quad (70)$$

Выходное сечение конуса (2-2):

$$F_{2-2} = \frac{\pi \cdot D_{\text{к}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 7,374^2}{4} = 42,685 \text{ м}^2; \quad (71)$$

Выходное сечение колена (3-3):

$$F_{3-3} = h_3 \cdot B = 4,056 \cdot 17,982 = 72,935 \text{ м}^2; \quad (72)$$

Выходное сечение выходных конических раструбов 4-4:

$$F_{4-4} = 2 \cdot h_4 \cdot B_1/2 = 2 \cdot 7,404 \cdot 8,991 = 133,1 \text{ м}^2; \quad (73)$$

Расход в отсасывающей трубе:

1) Расход для оптимального режима:

$$Q_{\text{опт}} = \frac{N^*}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{н о}}} = \frac{269500}{9,81 \cdot 91 \cdot 0,927} = 327,2 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (74)$$

где  $N^*$  – мощность при  $N_p$  и  $\eta_{\text{опт}}$ .

$\eta_{\text{н.о}}$  – оптимальный К.П.Д. турбин.

2) Максимальный расход:

$$Q_{\text{max}} = \frac{N^*}{9,81 \cdot N_p \cdot \eta_{\text{н.р.т.}}} = \frac{269500}{9,81 \cdot 91 \cdot 0,906} = 334,8 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (75)$$

где  $\eta_{\text{н.р.т.}}$  – К.П.Д. в рабочей точке турбины.

Расчеты отсасывающей трубы занесен в таблицу 17:

где  $V_{i-i} = \frac{Q_{\text{опт}}}{F_{i-i}}$  – средняя меридианная скорость;

$E_{i-i} = \frac{100 \cdot V_{i-i}^2}{(2g \cdot H_p)}$  – средняя удельная кинетическая энергия потока;

Длины средних линий до каждого из сечения:

$$l_0 = 0 \text{ м};$$

$$l_1 = l_0 + h_1 = 0 + 8,05 = 8,05 \text{ м}; \quad (76)$$

$$l_2 = l_1 + \sqrt{h_2^2 + L_1^2} = 8,05 + \sqrt{7,37^2 + 9,29^2} = 19,9 \text{ м}; \quad (77)$$

$$l_3 = l_2 + L_3 = 19,9 + 30 = 49,9 \text{ м}; \quad (78)$$

Таблица – 17 Расчет отсасывающей трубы

Сечение	$F_{i-i}, \text{м}^2$	$V_{i-i, \text{опт}}, \text{м/с}$	$V_{i-i, \text{max}}, \text{м/с}$	$E_{i-i, \text{опт}}, \text{кДж}$	$E_{i-i, \text{max}}, \text{кДж}$
1-1	27,978	11,694	11,965	7,694	8,055
2-2	42,685	7,665	7,842	3,306	3,461
3-3	72,935	4,486	4,590	1,132	1,185
4-4	133,139	2,457	2,514	0,340	0,356

Средняя меридианная скорость потока и средняя кинетическая энергия потока приведены на 12 и 13 соответственно.

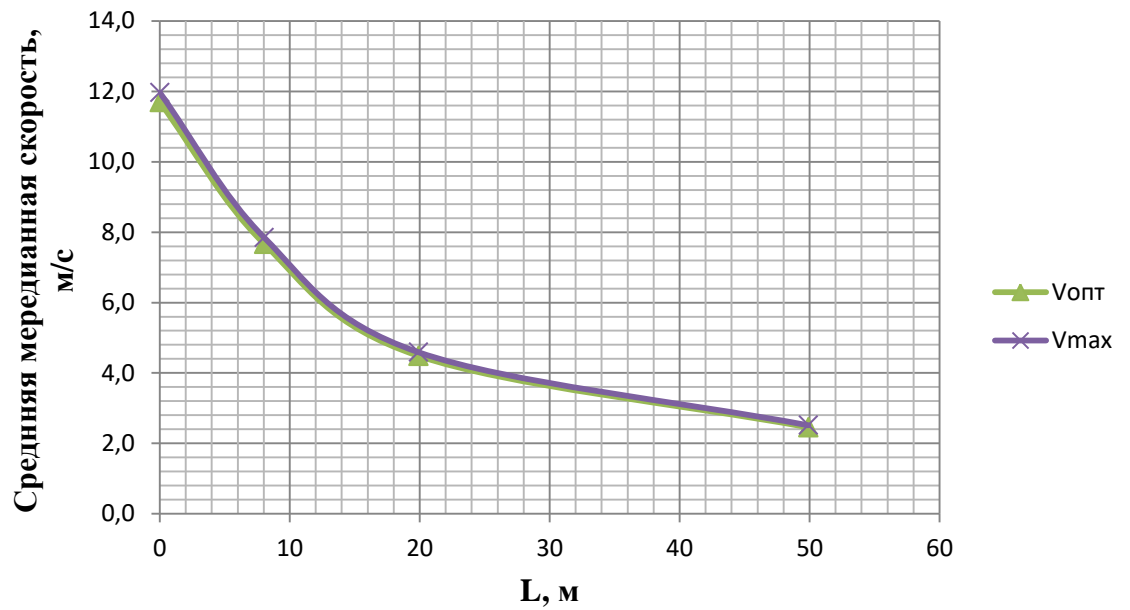


Рисунок 12 – Скорость в отсасывающей трубе

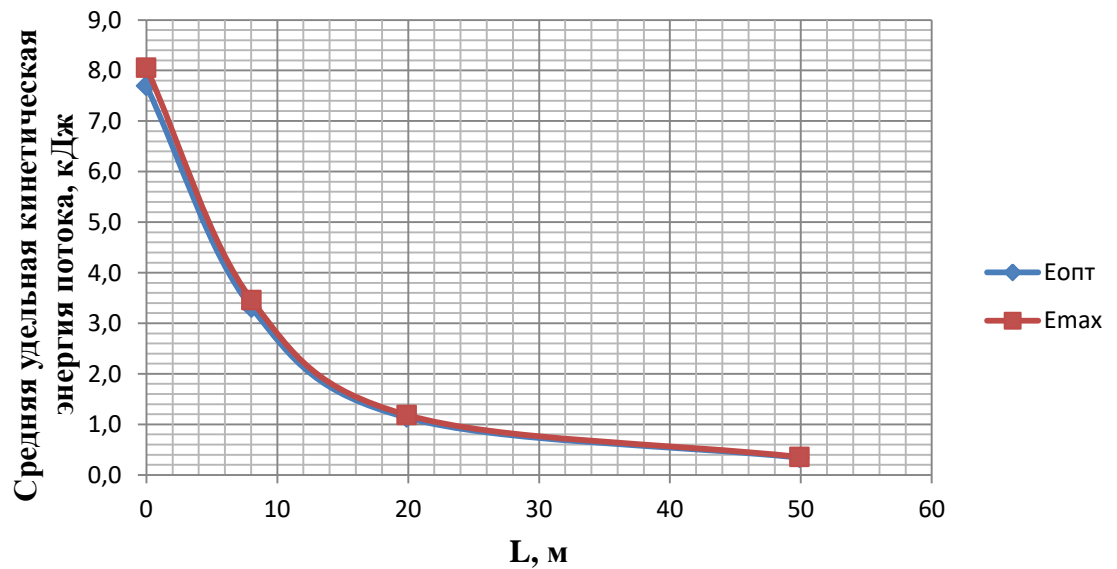


Рисунок 13 – Средняя удельная кинетическая энергия потока в отсасывающей трубе

### 3.3 Формулирование требования к гидрогенератору

Разгонная частота вращения:

$$n_{\text{разг}} = k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синх}} = 2,0 \cdot 125 = 250 \text{ об/мин}; \quad (79)$$

где  $k_{\text{разг}}$  принимается равным 1,8-2,0 для РО

$n_{\text{синх}}$  – синхронная частота вращения агрегата для  $D_1 = 6\text{ м}$

Номинальная активная мощность генератора:

$$N_{\text{ген}} = N_{\text{Т}} \cdot \eta_{\text{ген}} = 269500 \cdot 0,98 = 264110 \text{ кВт}; \quad (80)$$

где  $\eta_{\text{ген}}$  КПД генератора принимается равным 0,98

$N_{\text{Т}}$  – мощность одного агрегата принимается для  $D_1 = 6\text{ м}$

полная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ген}} = \frac{N_{\text{ген}}}{\cos \varphi} = \frac{264110}{0,8} = 330140 \text{ кВт}; \quad (81)$$

диаметр расточки стали:

$$\begin{aligned} D_{\text{вн.статора}} &= 2,6 \cdot S_{\text{ген}}^{0,25} \cdot n_{\text{синх}}^{0,33} = \\ &= 2,6 \cdot (330140)^{0,25} \cdot (125)^{0,33} = 12,67 \text{ м}; \end{aligned} \quad (82)$$

вес ротора генератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,8 \cdot (D_{\text{вн.статора}} - 1) = 0,8 \cdot (12,67 - 1) = 9,33 \text{ мН} ; \quad (83)$$

маховый момент инерции ротора генератора:

$$\begin{aligned} GD^2 &= 10 \cdot (S_{\text{ген}})^{0,8} \cdot (n_{\text{синх}})^{-1,2} = \\ &= 10 \cdot (330140)^{0,8} \cdot (125)^{-1,2} = 662,42 \text{ мНм}^2; \end{aligned} \quad (84)$$

гидравлическое осевое усилие на рабочем колесе:

$$P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = k_{\text{ос}} \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}} = 0,002 \cdot 6^2 \cdot 106 = 7,63 \text{ мН}; \quad (85)$$

где  $k_{\text{ос}}$  принимается равным 0,003-0,001 для РО;

вес рабочего колеса в валом турбины:

$$\begin{aligned} G_{\text{Т}} &= k_{\text{Г}} \cdot (D_1)^{\alpha} \cdot (H_{\text{max}})^{\beta} = 0,018 \cdot (6)^{2,3} \cdot (106)^{0,1} = \\ &= 1,77 \text{ мН}; \end{aligned} \quad (86)$$

где  $k_{\text{Г}}$  для РО принимается равным 0,018;

$\alpha$  для РО принимается равным 2,3;

$\beta$  для РО принимается равным 0,1;

осевое усилие на подпятник:

$$P_{\text{ос}} = G_{\text{рот}} + G_{\text{Т}} + P_{\text{ос}}^{\text{гидр}} = 9,33 + 1,77 + 7,63 = 18,73 \text{ мН}; \quad (87)$$

число пар полюсов:

$$p = \frac{f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{3000}{125} = 24 \quad (88)$$

Исходя из данных просчитанных в этом пункте принимается гидротурбина ВГС 1190/215 – 48.

### 3.4 Расчет деталей и узлов гидроагрегата

Расчет вала:

$$M_{\text{крут}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{269500}{125} = 21 \text{ н/м} \quad (89)$$

Наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* = \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{крут}}}{\tau_{\text{доп}}}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{21}{35}\right)^{0,33} = 1,45 \text{ м} \quad (90)$$

где  $\tau_{\text{доп}}$  принимается равным 30-35 мПа;

Наружный диаметр вала округляется в большую сторону до числа кратного 100 мм, в расчете принимается равным 1,5м.

Расчет подшипника:

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{269500}{125 \cdot 6} = 287,5 \text{ мН}; \quad (91)$$

Должно выполняться условие:

$$P_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [P_{\text{уд}}]; \quad (92)$$

где  $d_{\text{п}}$  диаметр вала под подшипников, принимается больше чем  $D_{\text{в}}$  на 20 мм;

$h_{\text{п}}$  для диаметров вала от 1,2 до 1,6 м принимается равным 0,5м;

$[P_{\text{уд}}]$  принимается равным  $29 \cdot U$

$$\text{где } U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = 19,65 \text{ м/сек}; \quad (93)$$

Удельное давление равно:

$$P_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{287,5}{1,502 \cdot 0,5} = 382,8 \text{ кПа}; \quad (94)$$

Допускаемое удельное давление равно:

$$[P_{уд}] = 29 \cdot U = 19,65 \cdot 29 = 569,85 \text{ кПа}; \quad (95)$$

Условие выполняется, давление допустимо.

Усилие на наиболее нагруженный элемент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha)} = \frac{287,5}{(1 + 2 \cdot 0,86 + 2 \cdot 0,5)} = 77,28 \text{ кН}; \quad (96)$$

где  $\alpha$  центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360}{10} = 36; \quad (97)$$

где  $Z_{сегм}$  для диаметров от 1,2 до 1,6м принимается равным 10:

рассчитывается удельная энергия на сегмент:

$$P_{уд} = \frac{R_{рад}}{(l_{сегм} \cdot h_{п})} \leq [P_{уд}]; \quad (98)$$

где  $[P_{уд}] = 50 \cdot U = 19,65 \cdot 50 = 1354 \text{ кПа}$

$l_{сегм}$ -длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1,502}{10} = 0,42 \text{ м}; \quad (99)$$

тогда

$$P_{уд} = \frac{287,5}{(0,42 \cdot 0,5)} = 982 \text{ кПа}; \quad (100)$$

условие выполняется, подшипник отвечает всем требованиям.



## 4 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

В широких створах как правило строятся гравитационные и контрфорсные плотины. Бетонные гравитационные плотины широко распространены во всем мире благодаря простоте конструкции и способов их возведения, надежности их при любой высоте, ширине створа, в любых природных условиях, в том числе и суровых.

В целях экономии из бетона будут выполнены только водосбросная, станционная и левая глухая часть плотны, остальная часть напорного фронта будет перекрыта грунтовой плотиной из местного материала.

Здание ГЭС – приплотинное, водоприемники будут располагаться на отметке 318м, а турбинные водоводы будут вынесены на низовую грань станционной плотины.

Пропуск строительных расходов будет произведен через гребенку.

### 4.1 Определение отметки гребня плотины

#### 4.1.1 Грунтовой плотина

За отметку грунтовой плотины принимается отметка наибольшая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_s. \quad (101)$$

$$\text{ГГП} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (102)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a. \quad (103)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

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

$a$  – конструктивный запас принимаемый равным не менее 0,5м.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha. \quad (104)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимается по СНиП [3, Приложение 1, таблица 2];

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды;  
 $L$  – длина разгона волны;  
 $\alpha$  – угол между продольной ось водохранилища и направлением ветра, приниматься равным 0;  
 $d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий расчетная скорость ветра принимается обеспеченностью равной 2%, а для особого 20%.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 640}{9,81 \cdot 53} = 0,001, \quad (105)$$

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{360 - 254}{2} = 53\text{м}. \quad (106)$$

В Республике Якутия преобладает ветер юго-восточного направления:

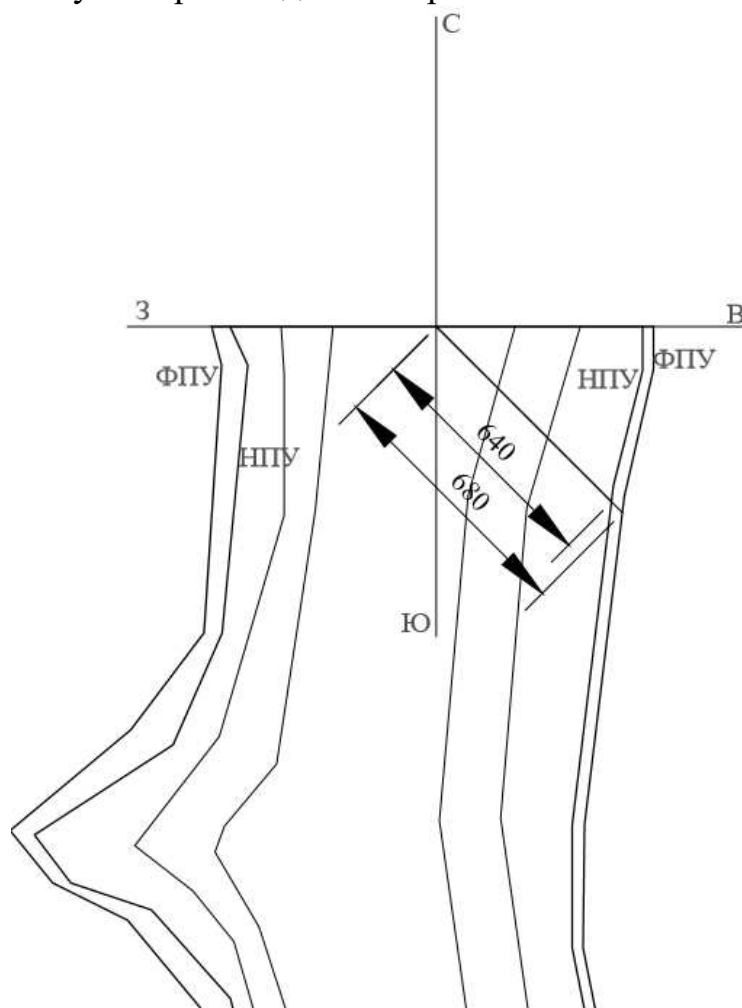


Рисунок 14 – Схема к определению длины разгона волны  $L$

Для определения  $h_{1\%}$ , вычисляются безразмерные комплексы: таблица 18

Таблица 18 - Безразмерные комплексы для основного сочетания нагрузок и воздействий

$\frac{q \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 640}{22^2} = 12,97$		$\frac{q \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631$	
$\frac{q \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{q \cdot \bar{T}}{V_w}$	$\frac{q \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{q \cdot \bar{T}}{V_w}$
0,0065	0,85	0,095	4,4

где  $t$  – период развития волны принимается равным 21600с.

Предварительный расчет выполняется из условия глубоководной зоны. В глубоководной зоне дно не влияет на основные характеристики волн.

По графику СНиП[3, Приложение 1, рис. 1] по верхней кривой, по значениям  $\frac{q \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{q \cdot t}{V_w}$  определяется значение  $\frac{q \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{q \cdot \bar{T}}{V_w}$  в дальнейшем расчете используется наименьшие из найденных значений (Таблица 18).

Вычисляется средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{0,85 \cdot 22}{9,81} = 1,91 \text{ с}$$

Вычисляется средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0065 \cdot 22^2}{9,81} = 0,32 \text{ м}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,91}{2 \cdot 3,14} = 2,98 \text{ м} \quad (107)$$

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,32 \cdot 2,09 = 0,67 \quad (108)$$

где  $K_i$  – коэффициенты, определяемый по СНиП [3, Приложение 1 рисунок 2] в зависимости от  $\frac{q \cdot L}{V_w^2}$ ;

Проверяется глубоководность зоны, для этого проверяется условие:

$$d > 0,5 \bar{\lambda}_d \\ 53 \text{ м} > 1,49 \text{ м} \quad (109)$$

Условие выполняется, зона глубоководная и дно реки не влияет на характеристики волны.

Определяется высота наката волны 1% обеспеченности

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,5 \cdot 0,67 = 1,36\text{м} \quad (110)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимается по СНиП [3, таблица 6];

$k_{sp}$  – коэффициент принимается по СНиП [3, таблица 7];

$k_{run}$  – коэффициент принимается по СНиП [3, рис 10].

Отметка гребня плотины для основного сочетания нагрузок равна:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,36 + 0,001 + 0,5 = 1,861, \quad (111)$$

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 360 + 1,861 = 361,861\text{м}. \quad (112)$$

Особое сочетания нагрузок и воздействий:

$$\Delta h_{set} = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20 \cdot 680}{9,81 \cdot 53,5} = 0,001,$$

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla_{дна}}{2} = \frac{361 - 254}{2} = 53,5\text{м}. \quad (113)$$

Определяется  $h_{1\%}$ , для этого вычисляется безразмерные комплексы, таблица 19:

Таблица 19 - Безразмерные комплексы для особого сочетания нагрузок и воздействий

$\frac{q \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 680}{20^2} = 16,7$		$\frac{q \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594$	
$\frac{q \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{q \cdot \bar{T}}{V_w}$	$\frac{q \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{q \cdot \bar{T}}{V_w}$
0,0075	0,9	0,1	4,6

Расчет идет наименьшие из найденных значений.

Вычисляется средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{0,9 \cdot 20}{9,81} = 1,83 \text{ с}$$

Вычисляется средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0075 \cdot 20^2}{9,81} = 0,31 \text{ м}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,83}{2 \cdot 3,14} = 2,86 \text{ м} \quad (114)$$

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,31 \cdot 2,09 = 0,65 \quad (115)$$

Определяется высота наката волны 1% обеспеченности

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,5 \cdot 0,65 = 1,31 \text{ м} \quad (116)$$

Отметка гребня плотины для основного сочетания нагрузок будет равна:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,31 + 0,001 + 0,5 = 1,811. \quad (117)$$

$$\nabla \text{ГГП} = \nabla \text{ФПУ} + h_s = 361 + 1,811 = 362,811 \text{ м}, \quad (118)$$

Предварительная отметка  $\nabla \text{ГГП} = 363 \text{ м}$ .

#### 4.1.2 Бетонная плотина

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметка гребня равна:

$$\nabla \text{ГБП} = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + a = 360 + 0,67 + 0,8 = 361,47 \text{ м}, \quad (119)$$

$$\nabla \text{ГБП} = \nabla \text{ФПУ} + h_{1\%} + a = 361 + 0,65 + 0,8 = 361,42 \text{ м}, \quad (120)$$

где  $a$  – величина запаса принимаемая для первого класса сооружения равной 0,8 м.

Отметка гребня быка назначается:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 342 + 1,6 \cdot 18 = 370,8 \text{ м} \quad (121)$$

За отметку гребня плотины принимается наивысшая из  $\nabla \text{ГГП}$ ,  $\nabla \text{ГБП}$  (Пункт 5.1.1 и 5.1.2) и  $\nabla \text{ГБ}$ . Отметка  $\nabla \text{ГП} = 370,8 \text{ м}$ .

## 4.2 Гидравлические расчеты

Согласно СНиП [4, Приложение Б]. Подпорным сооружениям гидроузлов при объеме водохранилища свыше 1000 млн. м<sup>3</sup> присваивается первый класс.

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

### 4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосливную плотину:

$$Q_p = Q_{\max \text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}} = 7442 - (4 - 1) \cdot 366 = 6344 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (122)$$

где  $Q_{\max}$  – максимальный расход основного расчетного случая, определенный на основе гидрологических расчетов, с вероятности превышения 0,1%. Для сооружений I класса СНиП [4, таблица 2];

$Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через гидроагрегаты ГЭС, участвующие в пропуске расхода.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (123)$$

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

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (124)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина в НБ при максимальном расходе основного расчетного случая, определяется по графику  $Q = f(\nabla_{\text{УНБ}})$ ,  $\nabla_{\text{УНБ}} = 272$  м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 272 - 254 = 18 \text{ м}, \quad (125)$$

$[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, для скалы равная 6 м/с.

$$q_p = 18 \cdot 6 = 108 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (126)$$

Тогда

$$q_v = 1,25 \cdot 108 = 135 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (127)$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{6344}{135} = 46,99 \text{ м.} \quad (128)$$

Определяется количество водосливных отверстий при стандартной длине пролета  $b = 16$  м:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{46,99}{16} = 2,94 \approx 3. \quad (129)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = b \cdot n = 16 \cdot 3 = 48 \text{ м.} \quad (130)$$

Бык принимается разрезным. Согласно рекомендации А.Р. Березинского его ширина равна:

$$\delta_B = 0,16 \cdot b + 1,44 = 2,56 + 1,44 = 4 \text{ м} \quad (131)$$

Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 48 + (3 - 1) \cdot 4 = 56 \text{ м.} \quad (132)$$

#### 4.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (133)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа А  $m \approx 0,49$  (Рисунок 15).

$$H_{01} = \left( \frac{6344}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 15,48 \text{ м.,} \quad (134)$$

Полный напор на водосливе во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (135)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1$ ;

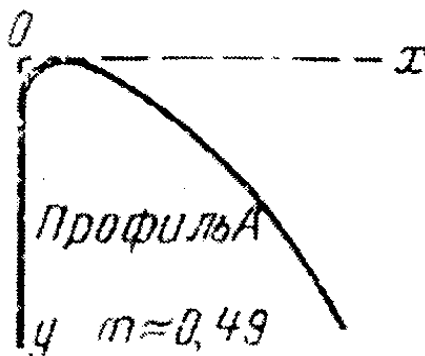


Рисунок 15 – Водосливная стенка нормального очертания (тип А)

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{15,48}{16} = 0,9, \end{aligned} \quad (136)$$

где  $\xi = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев, учитывающий скругление вертикальных ребер устоя;

$\xi_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от формы быка в плане (рисунок 16).

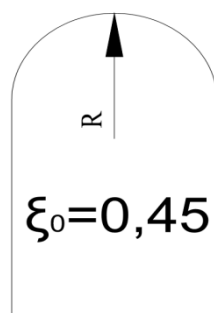


Рисунок 16 – Форма быка в плане

$$H_{02} = \left( \frac{6344}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 16,64 \text{ м.} \quad (137)$$



Определяется площадь живого сечения потока перед водосливом  $\omega$  и проверяется выполнение условия  $\omega > 4BH$ , при его соблюдении скоростью подхода воды к водосливу можно пренебречь.

$$\begin{aligned} \omega &= (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_6] = \\ &= (360 - 254) \cdot [48 + (3 - 1) \cdot 4] = 5936 \text{ м}^2, \end{aligned} \quad (138)$$

$$4BH = 4 \cdot (48 + (3 - 1) \cdot 4) \cdot 16,64 = 3727,36 \text{ м}^2. \quad (139)$$

Условие выполняется, поэтому скорость можно не учитывать и считать геометрический напор на водосливе равным полному напору.

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

$$H_{\text{ст}} = 18 \text{ м.},$$

Отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 360 - 18 = 342 \text{ м.} \quad (140)$$

### 4.2.3 Проверка пропуска проверочного расхода

Проверяется достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Проверочный расход через водосливную плотину:

$$\begin{aligned} Q_{\text{р.пов}} &= Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} = 8325 - (4 - 1) \cdot 366 = \\ &= 7227 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned} \quad (141)$$

где  $Q_{\text{пов.мах}}$  – максимальный расход проверочного расчетного случая, определенный гидрологическим расчетом с вероятностью превышения 0,01%. Для сооружений I класса СНиП [4, таблица 2];

Определяется напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$\begin{aligned} H_{01\text{пов.}} &= \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{7227}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = \\ &= 16,88 \text{ м.} \end{aligned} \quad (142)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов.}}}{b} =$$

$$= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{16,88}{16} = 0,89, \quad (143)$$

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

$$= \left( \frac{7227}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 18,28 \text{ м.} \quad (144)$$

Расчетная отметка ФПУ:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 342 + 18,28 = 360,28 \text{ м} < 361\text{м.} \quad (145)$$

Заданная  $\nabla\text{ФПУ}=361\text{м}$  не превышает, следовательно пропускная способность водослива достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов}} = 7227 \text{ м}^3/\text{с}$ .

#### 4.2.4 Построения профиля водослива по координатам Кригера – Офицера

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на  $H_{\text{ст}}$  Принятых из [5] Расчеты сводятся в таблицу 20 и графически представлены на рисунке 17.

Таблица 20 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	2,268	15	25,2	10,15	29	50,4	44,32
2	1,8	0,648	16	27	11,9	30	52,2	47,52
3	3,6	0,126	17	28,8	13,75	31	54	50,83
4	5,4	0	18	30,6	15,71	32	55,8	54,23
5	7,2	0,108	19	32,4	17,77	33	57,6	57,73
6	9	0,486	20	34,2	19,94	34	59,4	61,29
7	10,8	1,08	21	36	22,23	35	61,2	64,96
8	12,6	1,8	22	37,8	24,64	36	63	68,72
9	14,4	2,628	23	39,6	27,14	37	64,8	72,56
10	16,2	3,564	24	41,4	29,75	38	66,6	76,48
11	18	4,608	25	43,2	32,4	39	68,4	80,48
12	19,8	5,778	26	45	35,28	40	70,2	84,56
13	21,6	7,092	27	46,8	38,2			
14	23,4	8,55	28	48,6	41,2			

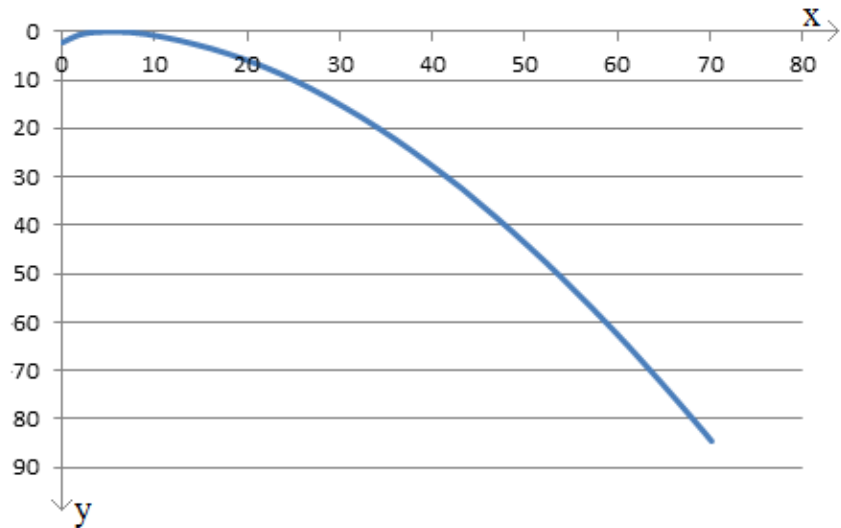


Рисунок 17 – Очертание оголовка плотины практического профиля типа а

Радиус сопряжения плотины с нижним бьефом:

$$R = 0,2 \cdot (H_{\text{ст}} + P_{\text{в}}) = 0,2 \cdot (18 + 88) = 21,2\text{м} \quad (146)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – стандартный напор на водосливе;  
 $P_{\text{в}}$  – высота плотины с нижнего бьефа.

#### 4.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо вычислить относительную полную энергию и через нее по графику [5] рассчитать глубину в сжатом сечении ( $h'_c$ ) и вторую сопряженную глубины ( $h''_c$ ), которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе ( $h_{\text{н.б}}$ ) и по их соотношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка) (рисунок. 18).

Определяются параметры гидравлического прыжка.

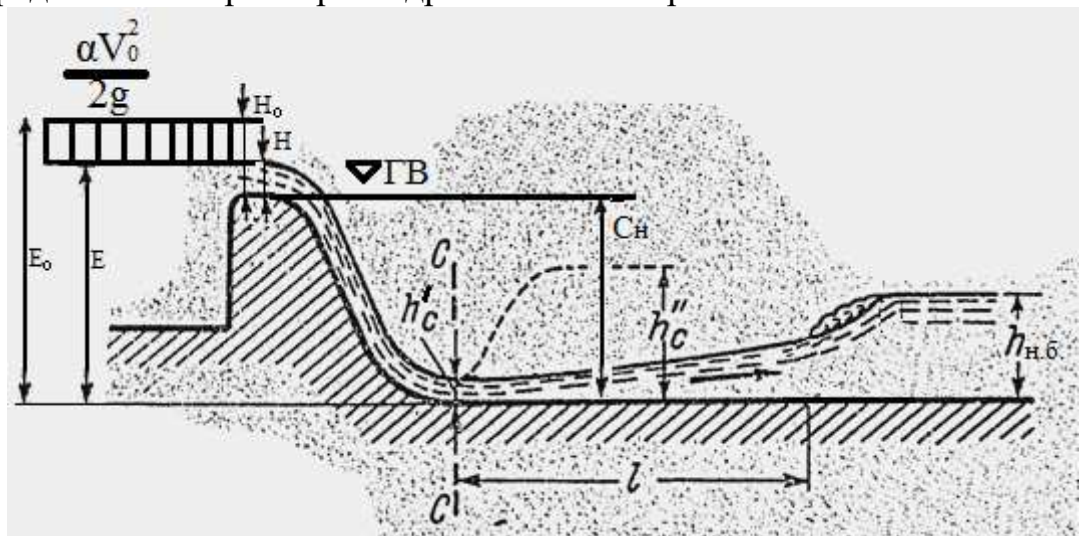


Рисунок 18 – Сопряжения бьефов

Предварительно рассчитывается критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B_B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 6344^2}{56^2 \cdot 9,81}} = 11,29 \text{ м.} \quad (147)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса;

$Q_p$  – расход через водослив для основного расчетного случая (формула 130);

$B_B$  – ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане (формула 140).

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$E_0 = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дно} + H_0 = 342 - 254 + 18 = 106 \text{ м.} \quad (148)$$

Определяется относительная удельная энергия:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{106}{11,29} = 9,39. \quad (149)$$

Для плотин, имеющих большую длину водосливной грани, коэффициент скорости принимается равным  $\varphi = 0,9$ .

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_0 = 9,33$  определяется:

$$\begin{aligned} \xi_c &= 0,26, \\ \xi_c'' &= 2,63. \end{aligned}$$

Сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,26 \cdot 11,29 = 2,94 \text{ м,} \quad (150)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,63 \cdot 11,29 = 29,69 \text{ м.} \quad (151)$$

При условии  $h_c'' = 29,69 > h_{НБ} = 18 \text{ м}$  следовательно, гидравлический прыжок-отогнанный и необходима установка гасителей энергии потока.

#### 4.2.6 Расчет гасителя энергии в нижнем бьефе

Большая потенциальная энергия воды верхнего бьефа непосредственно за плотиной переходит в кинетическую энергию, в связи с чем скорости движения воды в нижнем бьефе резко увеличиваются. Наличие больших скоростей за

плотиной приводит к необходимости крепить дно нижнего бьефа на большой протяженности, что может привести к большим экономическим затратам.

Поэтому для того чтобы уменьшить мощность этого крепления и снизить его стоимость, необходимо на возможно более короткой длине за плотиной преобразовать часть получившейся в нижнем бьефе избыточной кинетической энергии в потенциальную, доводя глубину  $h_c''$  до величины  $h_{НБ}$ , т.е. затопляя отогнанный гидравлический прыжок.

Согласно [4]. Основные положения (таблица 10) в широких створах ( $L_{ch}/h > 3$ ) и на прочном основании применяют свободный отброс струи с носка-трамплина.

Для проектируемого сооружения отношение длины плотины  $L_{ch}$  по хорде на уровне гребня плотины к её высоте  $h$  составляет:

$$\frac{L_{ch}}{h} = \frac{1000}{106} = 9,43 > 3 \quad (152)$$

При прочном скальном основании, высоте плотины более 40м. и широком створе возможно гасить энергии методом свободно отброшенной струи с носка-трамплина

### **Расчет свободного отброса струи с носка-трамплина**

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Дальность отброса струи зависит от превышения отметки верхнего бьефа над отметкой носка-трамплина, высоты уступа над дном реки и угла наклона поверхности трамплина к горизонту.

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем на  $1 \div 2$  м.

Отметка УНБ при расходе поверочного расчетного случая равна 274м.

Отметка уступа принимается на 1 метр выше максимальной отметки УНБ и равна 275м.

Удельный расход воды на водосливе равен:

$$q = \frac{Q}{B + (n - 1) \cdot \delta_B} = \frac{6344}{48 + (3 - 1) \cdot 4} = 113,29 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (153)$$

Высота уступа над дном вычисляется:

$$a = \nabla_{\text{УСТ}} - \nabla_{\text{дно}} = 275 - 254 = 21\text{м.} \quad (154)$$

Полная удельная энергия над уступом равна:

$$Z_1 = E_0 - a = (342 - 254 + 18) - 21 = 85\text{м.} \quad (155)$$

Полная удельная энергия над свободной поверхностью воды:

$$Z_0 = E_0 - h_{\text{н.б.}} = (342 - 254 + 18) - 18 = 88\text{м;} \quad (156)$$

Скорость потока на носке-трамплине:

$$V_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_1} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 85} = 40,84\text{м /с.} \quad (157)$$

$$h_{\text{н}} = \frac{q}{V_{\text{н}}} = \frac{113,29}{40,84} = 2,77\text{м} . \quad (158)$$

Число Фруда равно:

$$Fr = \frac{V_{\text{н}}^2}{g \cdot h_{\text{н}}} = \frac{40,84^2}{9,81 \cdot 2,77} = 61,28. \quad (159)$$

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

$$\begin{aligned} L &= K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} + 1 \right) = \\ &= 0,85 \cdot 85 \cdot 1^2 \cdot \sin 60^\circ \cdot \left( \sqrt{1 + \left(\frac{88}{85} - 1\right) \cdot \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 30}} + 1 \right) = \\ &= 129,41\text{м.} \end{aligned} \quad (160)$$

где  $K_a$  – коэффициент аэрации потока, принимаемый 0,85 при числе  $Fr > 35$ ;

$\varphi$  – коэффициент скорости принимаемый 1,0 СНиП[4];

$\alpha$  – угол схода струи с трамплина принимаемый  $\alpha=30^\circ$ .

Проверяется условие безопасного отброса струи. Для прочного основания безопасное расстояние отброса струи:  $L = 129,41\text{м} > 0,4 \cdot Z_0 = 35,2\text{м}$ , условие соблюдается.

Глубина ямы размыва:

$$\begin{aligned}
t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{н.б.}}{d}} h_H = \\
&= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{61,28}) \cdot \sqrt{61,28} \cdot \sqrt{\frac{18}{1}} \cdot 2,77 = 60,79\text{м.}
\end{aligned}
\tag{161}$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей в скале, принимается равной 1.

$$h_{\text{разм}} = t - h_{н.б.} = 60,79 - 18 = 42,79\text{м.} \tag{162}$$

Угол входа струи в воду:

$$\begin{aligned}
\tan \alpha_1 &= \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{н.б.})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\
&= \sqrt{\tan^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,77 \cdot \cos 30 + 21 - 18)}{40,84_H^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,63;
\end{aligned}
\tag{163}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 129,41 + \frac{60,79}{0,63} = 225,85\text{м.} \tag{164}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва на уровне не размываемого грунта:

$$\begin{aligned}
b_p &= 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{\text{разм}} = 2,5 \cdot 11,29 + 3,7 \cdot 42,79 = \\
&= 186,55\text{м.}
\end{aligned}
\tag{165}$$

Длина горизонтального участка по дну ямы размыва:

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 11,29 = 28,22\text{м} \tag{166}$$

### 4.3 Конструирование основных элементов плотины

#### 4.3.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений по напорной грани в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

На скальном основании оптимальным принимается профиль у которого основание:

$$B = 0,78 \cdot H = 0,78 * 108 = 85\text{м} \quad (167)$$

где  $H$  – высота плотины вычисляемая по формуле:

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 360 - 252 = 108\text{м} \quad (168)$$

#### **4.3.2 Разрезка плотины швами**

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Плотина делится на секции каждая из которых имеет длину:

$$b + \delta_{\sigma} = 16 + 4 = 20\text{м} \quad (169)$$

Каждая секция разделяется на 5 столбов шириной по 17м.

Омоноличивание плотины осуществляется по средствам устройства объемных швов как между столбами так и между секциями.

#### **4.3.3 Дренаж тела бетонной плотины**

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

Диаметр вертикальных скважин принимается равным 20 см, расстояние между осями дрен 2м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{\text{др}}$ , а также до верхней грани продольной галереи принимается не менее 2 м при соблюдении условия:



$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}} = \frac{106 \cdot 1,25}{25} = 5,26 \text{ м} \quad (170)$$

где  $I_{кр,м}$  – критический средний градиент напора принимаемый 25;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения (СНиП [4]);

$H_d$  – напор над расчетным сечением:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дно} = 360 - 254 = 106 \text{ м} \quad (171)$$

#### 4.3.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматривается 5 продольных и поперечных галерей через каждые 20 м высоты: на отметках 254, 274, 294, 314, 334 м. Галереи предусматриваются для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникация, ширина и высота принимается равной 3 м.

У основания плотины предусматривается цементационная галерея на отметке 254 м для создания и ремонта сопрягающей цементации. На этой же отметке на удалении 3,5 м от второго ряда цементационной завесы располагается дренажная галерея, в которой осуществляется ремонт дренажных скважин в эксплуатационный период.

### 4.4 Назначение размеров основных элементов плотины

#### 4.4.1 Цементационная завеса

Когда основанием является скала, целесообразно применять цементационную завесу. Толщина противифльтрационной завесы:

$$\delta_з > \frac{\Delta H_з \cdot \gamma_n}{J_{кр,м}} = \frac{63 \cdot 1,25}{15} = 5,25 \text{ м} \quad (172)$$

где  $\Delta H_з$  – потери напора на завесе (формула 200);

$J_{кр,м}$  – критический градиент напора на завесе, для скалы принимается равным 15 (СНиП [6]);

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения (СНиП [4]).

Обычно один ряд скважин обеспечивает толщину цементации, равную 3 м. Необходимо сделать 2 ряда цементационной завесы, чтобы обеспечить необходимую толщину цементации.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B = 0,1 \cdot 85 = 8,5\text{м} \quad (173)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины;

Глубина цементационной завесы:

$$h_3 = 0,6 \cdot H_{max} = 0,6 \cdot 105 = 63\text{м} \quad (174)$$

Расстояние между рядами цементационных скважин и скважинами в ряду принимается равным 3м.

#### 4.4.2 Дренажные устройства

Для снятия фильтрационного давления на сооружение устраивают дренаж.

Выполняется дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 200мм, глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_3 = 63 \cdot 0,6 = 37,8\text{м} \quad (175)$$

Расстояние от второго ряда цементационных скважин до дренажа принимается равной:

$$l_2 = (2 - 3) \cdot l_1 = 2 \cdot 3 = 6\text{м} \quad (176)$$

где  $l_1$  – расстояние между скважинами в ряду;

Через дренажные скважины профильтровавшаяся вода выводится в дренажную галерею и отводится в НБ с помощью насосов.

#### 4.4.3 Назначение размеров и конструирование поперечного профиля быков

Оголовок быка выполняется полукруглым, и разрезается сквозным температурно-осадочным швом. Толщина принимается 4 м. Толщина между пазами 3 м (рисунок 19). Расстояние между плоским ремонтным и рабочим затвором принимается равным 1м. Быки выдвигаются в верхний бьеф на 4 м. Высота быка равна 119м.

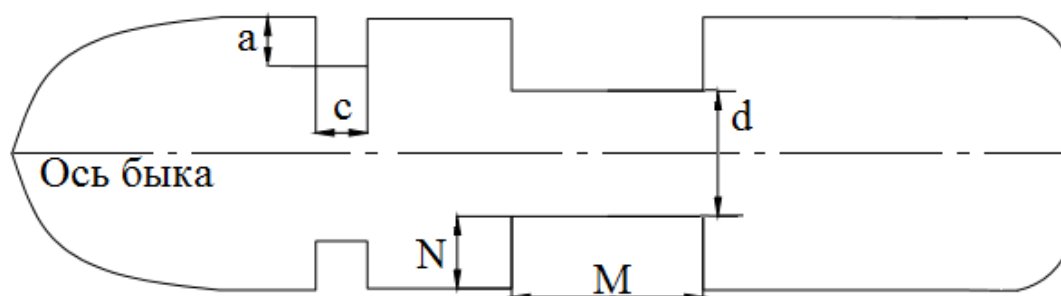


Рисунок 19 – Размеры быка

$$M = \frac{\delta_B}{4} = \frac{4}{4} = 1\text{м} \quad (177)$$

$$N = \frac{M}{2} = \frac{1}{2} = 0,5\text{м} \quad (178)$$

$$d = \delta_B - 2 \cdot N = 4 - 2 \cdot 0,5 = 3\text{м} \quad (179)$$

а и с - принимаются равными 0,5м

#### 4.5 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: основного сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе  $\nabla$  НПУ, в нижнем -  $\nabla$  УНБ<sub>min</sub>) и особого сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе  $\nabla$  ФПУ, в нижнем -  $\nabla$  УНБ<sub>max</sub>)

##### 4.5.1 Построение эпюры фильтрационного давления для плотины на скальном основании

Для расчета строится эпюра фильтрационного давления на подошву плотины, для основного (рисунок 20) и особого (рисунок 21) сочетания нагрузок и воздействий.

Изменение напоров на цементационной завесе  $H_{ас}$  и дренаже  $H_{др}$  приняты по СНиП [6, Таблица 5, Чертеж 7] для первого класса гравитационной плотины без полостей у основания. Значения занесены в таблицу 21.

Таблица 21 - Пьезометрические напоры на завесе и дренаже

Сочетание нагрузок	Приведенный напор, м		Напор, м	
	На завесе	На дренаже	На завесе	На дренаже
	$H_{ас}/H_d$	$H_{др}/H_d$	$H_{ас}$	$H_{др}$
Основное	0,4	0,2	42	21
Особое	0,4	0,2	34,8	17,4

где  $H_{ас}$  - напор на цементационной завесе

$H_{др}$  - напор на дренаже

$H_d$  - напор на сооружении

Для основного сочетания нагрузок и воздействий

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 360 - 255 = 105\text{м} \quad (180)$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$H_d = \nabla_{ФПУ} - \nabla_{УНБ_{max}} = 361 - 274 = 87\text{м} \quad (181)$$

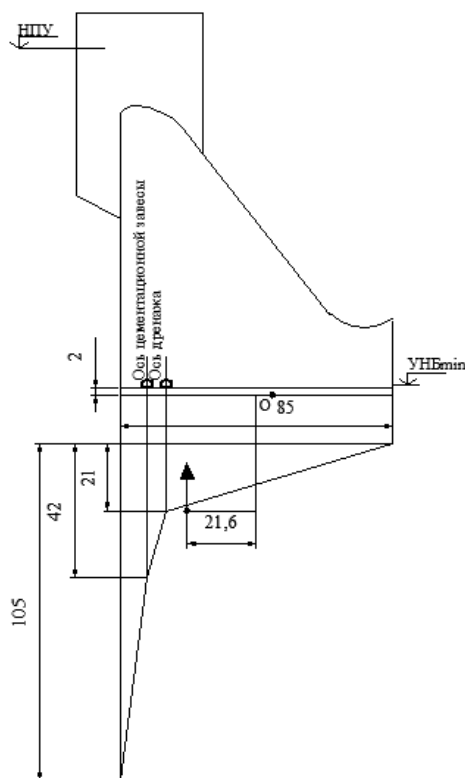


Рисунок 20 – Эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий

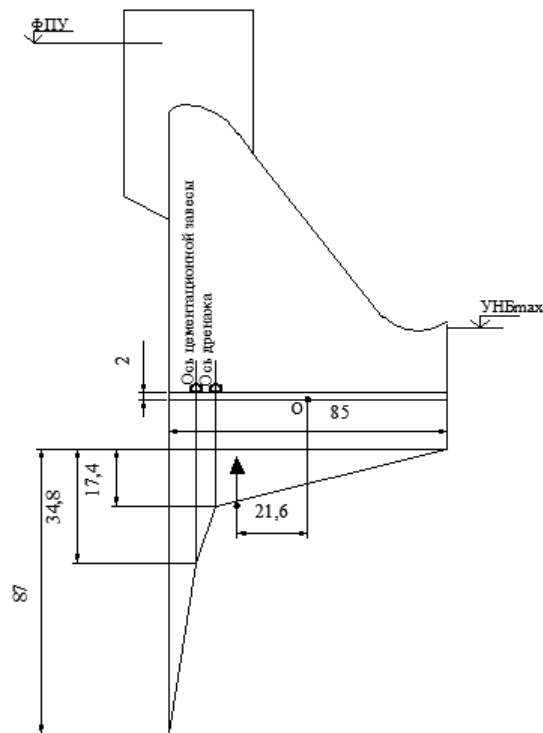


Рисунок 21 – Эпюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок и воздействий

Потери фильтрационного напора на цементационной завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - 0,4 \cdot H_d = 0,6 \cdot H_d \quad (182)$$

где  $H_d$  – действующий напор;

Для основного сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБmin}} = 360 - 255 = 105\text{м} \quad (183)$$

$$\Delta H_3 = 0,6 \cdot 105 = 63\text{м} \quad (184)$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$H_d = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{УНБmax}} = 361 - 274 = 87\text{м} \quad (185)$$

$$\Delta H_3 = 0,6 \cdot 87 = 43,5\text{м} \quad (186)$$

Расчет толщины цементационной завесы проводится для потерь напора при основном сочетании нагрузок и воздействий.

## 4.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

### 4.6.1 Определение 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), временные длительные (наносы) и кратковременные (волновое давление). При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. В качестве особой нагрузки принимается ∇ФПУ.

### 4.6.2 Вес сооружения и затворов

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{4622 \cdot 16 \cdot 24}{16 + 4} = 88742 \text{ кН}, \quad (187)$$

где  $S_{\text{пл}} = 4622 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения рисунок 22:

$b = 16 \text{ м}$  – ширина пролета;

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

$\gamma_{\text{б}} = 2,4 \text{ кН/м}^2$  – удельный вес бетона.

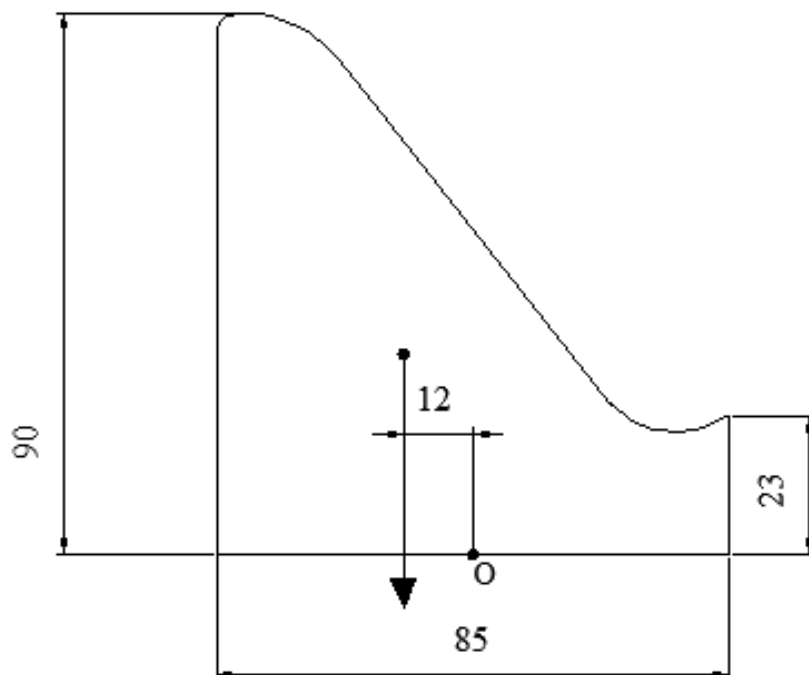


Рисунок 22 – Поперечное сечение плотины.

Площади поперечного сечения сооружения и точки приложения равнодействующей определяется программой AutoCAD для более точного результата.

Точка приложения равнодействующей силы веса плотины относительно середины подошвы (точка O):

$$X_{пл} = 12 \text{ м.}$$

Вес бычка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{6300 \cdot 4 \cdot 24}{16 + 4} = 27840 \text{ кН;} \quad (188)$$

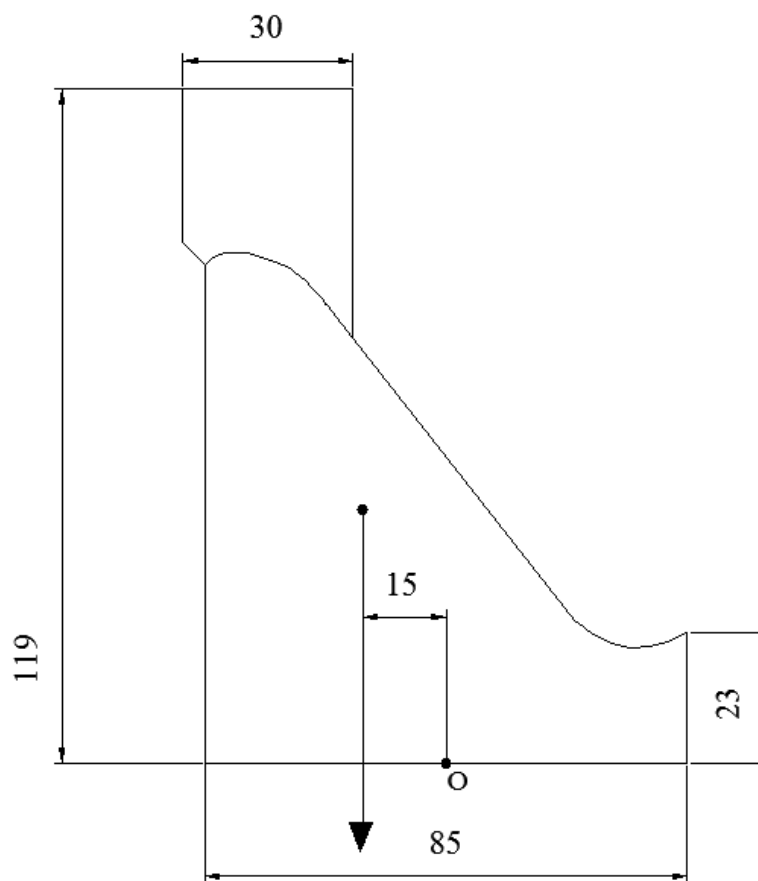


Рисунок 23 - Поперечное сечение бычка

Площадь поперечного сечения бычка:

$$S_6 = 5800 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей силы веса бычка относительно середины подошвы (точка O):

$$Y_{пл} = 15 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 296 \cdot \sqrt{296} \cdot 9,81 = 2747,7 \text{ кН,} \quad (189)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nablaГВ + 0,5) \cdot b = (360 - 342 + 0,5) \cdot 16 = 296 \text{ м}^2. \quad (190)$$

Вес затвора на 1п.м:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{2747,7}{16 + 4} = 137,38 \text{ кН/м.} \quad (191)$$

Плечо силы на затвор относительно точки О:

$$Y_3 = 37 \text{ м.}$$

#### 4.6.3 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяются по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины принимаются по треугольнику.

Расчеты действующих нагрузок на плотину для двух случаев: основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

основное сочетание нагрузок и воздействий:  
с верхнего бьефа:

$$T_B = \gamma_B \cdot S = 10 \cdot 5632 = 56320 \text{ кН,} \quad (192)$$

где  $S = 5632 \text{ м}^2$  – площадь эпюры гидростатического давления со стороны верхнего бьефа для основного сочетания нагрузок и воздействий рисунок 24.

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 3^2}{2} = 45 \text{ кН,} \quad (193)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под} = 255 - 252 = 3 \text{ м.} \quad (194)$$



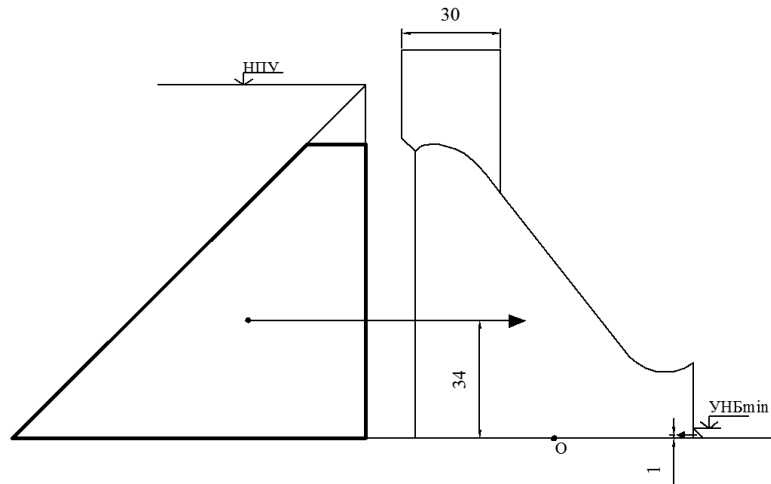


Рисунок 24 – Гидростатическая нагрузка для основного сочетания нагрузок и воздействий

особое сочетание нагрузок и воздействий:  
с верхнего бьефа:

$$T'_B = \gamma_B \cdot S' = 10 \cdot 5720 = 57200 \text{ кН}, \quad (195)$$

где  $S' = 5720 \text{ м}^2$  – площадь эпюры гидростатического давления со стороны верхнего бьефа для особого сочетания нагрузок и воздействий рисунок 25.

с нижнего бьефа:

$$T'_H = \frac{\gamma_B h_2'^2}{2} = \frac{10 \cdot 22^2}{2} = 2420 \text{ кН}, \quad (196)$$

$$\text{где } h_2' = \nabla_{\text{УНБmax}} - \nabla_{\text{под}} = 274 - 252 = 22 \text{ м}. \quad (197)$$

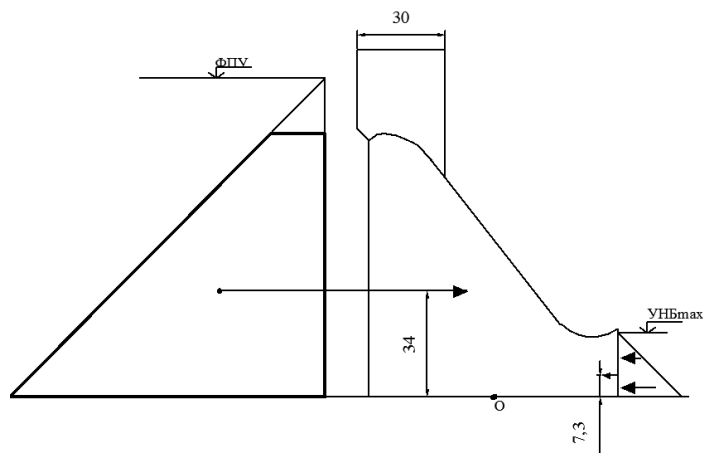


Рисунок 25 – Гидростатическая нагрузка для особого сочетания нагрузок и воздействий

#### 4.6.4 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.

основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_{\text{в}} S_{\text{эп}} = 10 \cdot 255 = 2550 \text{ кН}, \quad (198)$$

$$\text{где } S_{\text{эп}} = 85 \cdot 3 = 255 \text{ м}^2. \quad (199)$$

особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{взв}} = \gamma_{\text{в}} S'_{\text{эп}} = 10 \cdot 1870 = 18700 \text{ кН}, \quad (200)$$

$$\text{где } S'_{\text{эп}} = 85 \cdot 22 = 1870 \text{ м}^2. \quad (201)$$

#### 4.6.5 Сила фильтрационного давления

основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ф}} = \gamma_{\text{в}} S_{\text{эп}} = 10 \cdot 1544 = 15440 \text{ кН}, \quad (202)$$

Плечо относительно точки O = 21,6 (рисунок20)  
где  $S_{\text{эп}} = 1544 \text{ м}^2$ .

особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$W'_{\text{ф}} = \gamma_{\text{в}} S'_{\text{эп}} = 10 \cdot 1287 = 12870 \text{ кН}, \quad (203)$$

Плечо относительно точки O = 21,6 (рисунок21)  
где  $S_{\text{эп}} = 1287 \text{ м}^2$ .

#### 4.6.6 Давление грунта

Давление наносов (супеси) на вертикальную грань определяется по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \text{tg}^2(45 - \varphi_{\text{н}}/2) = 9 \cdot 6 \cdot \text{tg}^2(45 - 16/2) = 30,7 \text{ кН/м}^2 \quad (204)$$

где  $\varphi_{\text{н}} = 16^\circ$  – угол внутреннего трения наносов;

$h_n = 6\text{ м}$  – толщина слоя наносов,  
 $\gamma_n$  – удельный вес наносов в условиях естественной влажности определяемый по формуле:

$$\gamma_n = \gamma_{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 16 - (1 - 0,3) \cdot 10 = 9 \text{ кН/м}^3 \quad (205)$$

где  $n = 0,3$  – пористость супеси.  
 $\gamma_{\text{сух}} = 16 \text{ кН/м}^3$  для супеси.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = (p_n h_n) / 2 = (30,7 \cdot 6) / 2 = 92,1 \text{ кН/м}. \quad (206)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_n \cdot h_n \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 9 \cdot 6 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 9,3 \text{ кН/м}^2 \quad (207)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$  – для скалы;

$$\begin{aligned} p''_{\text{гр}} &= (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (9 \cdot 6 + 14,5 \cdot 6) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 14,24 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (208)$$

где  $\gamma_{\text{гр.взв}}$  – удельный вес взвешанного грунта:

$$\gamma_{\text{гр.взв}} = \gamma_{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 22 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 14,5 \text{ кН/м}^3 \quad (209)$$

где  $n = 0,25$  – пористость скалы.

$\gamma_{\text{сух}} = 22$  для скалы.

$$E_{\text{ав}} = S_{\text{эп}} = 23,54 \text{ кН/м}$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$\begin{aligned} p''_{\text{пн}} &= (\gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (14,5 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{45}{2} \right) = 169 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (210)$$

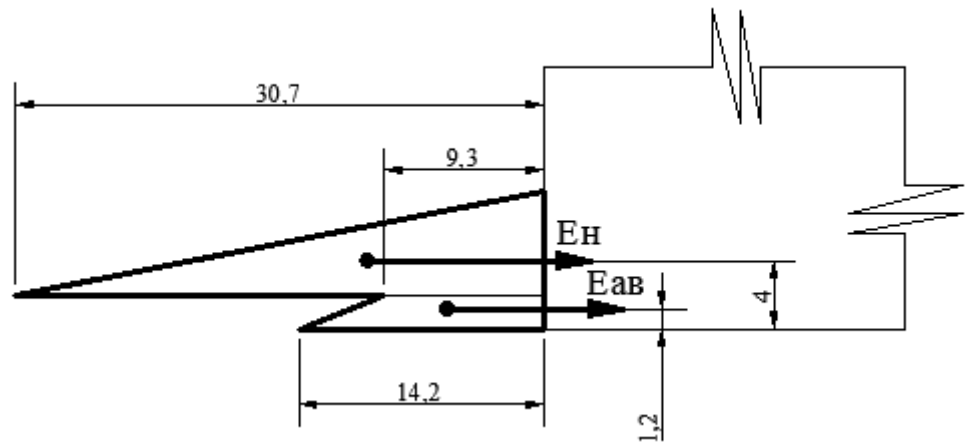


Рисунок 26 – Эпюры давления наносов и активного давления грунта со стороны верхнего бьефа

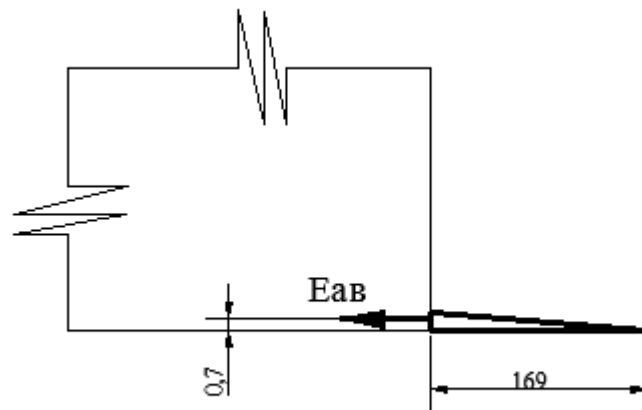


Рисунок 27 – Эпюра пассивного давления со стороны нижнего бьефа

$$E_{\text{пн}} = \frac{p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{169}{2} \cdot 2 = 169 \text{ кН/м} \quad (211)$$

#### 4.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \gamma_{\text{в}} h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,67 \cdot \left( \frac{2,98}{3,14} + \frac{0,47}{2} \right) = 4 \text{ кН}, \quad (212)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,67^2}{2,98} = 0,47 \text{ м}. \quad (213)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности (формула 123);

$\bar{\lambda}$  – средняя длина волны (формула 112):

Равнодействующая волнового давления при поверочном случае:

$$W_{\text{волн}} = 0,5\gamma_{\text{в}}h_{1\%}\left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,65 \cdot \left(\frac{2,86}{3,14} + \frac{0,34}{2}\right) = 1 \text{ кН} \quad (214)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,65^2}{2,86} = 3,5 \text{ м.} \quad (215)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности (формула 135);

$\bar{\lambda}$  – средняя длина волны (формула 122):

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

при НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8}h_{1\%} = \frac{2,98}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,67 = 0,22 \text{ м.} \quad (216)$$

при ФПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8}h_{1\%} = \frac{2,86}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,65 = 0,21 \text{ м.} \quad (217)$$

#### 4.8 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины ведется 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.

В расчете плотины растягивающие напряжения принимаются - со знаком «+», а сжимающие «-». Момент относительно центра масс по часовой стрелки принимается - со знаком «+», против - со знаком «-».

Для удобства расчета составляется таблицу 22, в которую вносятся все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 22 – Напряжения

Силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основное сочетание			Особое сочетание		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила,к Н	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
$T_B$	1	→	56320	34	1914880	57200	34	1944800
$T_H$	1	←	45	1	-45	2420	7	-17747
$G_6$	0,9 5	↓	27840	15	-396720	27840	15	-396720
$G_{пл}$	0,9 5	↓	88742	12	-1011663	88742	12	-1011663
$W_{взв}$	1	↑	2550	0	0	18700	0	0
$W_\phi$	1	↑	15440	22	333504	12870	22	277992
$E_H$	1,2	→	92,1	4	442	92,1	4	442
$E_{ав}$	1,2	→	23,5	1	33,9	23,5	1	33,9
$E_{пн}$	0,8	←	169	1	-95	169	1	-95
$W_{волн}$	1	→	4	106	423	3,5	107	374
$q_3$	0,9	↓	137,4	37	-4575	137,4	37	-4575
			$\sum \downarrow \uparrow = 92887$		$\sum = 836185$	$\sum \downarrow \uparrow = 79307$		$\sum = 792842$

### Основное сочетание нагрузок и воздействий

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{92887}{85} + \frac{6 \cdot (836185)}{85^2} = -398 \text{ кПа}; \quad (218)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -398 \cdot 0^2 - 10 \cdot 108 \cdot (1 - 0) = -1080 \text{ кПа}; \quad (219)$$

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 360 - 252 = 108 \text{ м} \quad (220)$$

где  $H_d^u$  – напор над расчетным сечением;

$m_u$  – уклон напорной грани;

$\gamma_w$  – удельный вес воды.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 108 - 398) \cdot 0 = 0; \quad (221)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -398 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 108 \cdot 0 = -420 \text{ кПа}; \quad (222)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 108 = -1080 \text{ кПа}; \quad (223)$$

Для нижней грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{92887}{85} - \frac{6 \cdot (836185)}{85^2} = -1787 \text{ кПа}; \quad (224)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = 1787 \cdot 0^2 - 10 \cdot 3 \cdot (1 - 0^2) = -30 \text{ кПа}; \quad (225)$$

$$H_d^u = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{под}} = 255 - 252 = 3 \text{ м} \quad (226)$$

Касательные напряжения на нижней грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 3 - 1787) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (227)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = 1787 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 3 \cdot 0^2 = 1817 \text{ кПа}; \quad (228)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 3 = -30 \text{ кПа}; \quad (229)$$

### Особое сочетание нагрузок и воздействий

Для верхней грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{79307}{85} + \frac{6 \cdot (792842)}{85^2} = -275 \text{ кПа}; \quad (230)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -275 \cdot 0^2 - 10 \cdot 109 \cdot 1 = -1090 \text{ кПа}; \quad (231)$$

$$H_d^u = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla_{\text{под}} = 361 - 252 = 109 \text{ м} \quad (232)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 109 - 275) \cdot 0 = 0; \quad (233)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -275 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 109 \cdot 0 = -275 \text{ кПа}; \quad (234)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 109 = -1090 \text{ кПа}; \quad (235)$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6 \sum M}{b_d^2} = -\frac{79307}{85} - \frac{6 \cdot (792842)}{85^2} = -1591 \text{ кПа}; \quad (236)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -1591 \cdot 0^2 - 10 \cdot 22 \cdot (1 - 0^2) = 220 \text{ кПа}; \quad (237)$$

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 274 - 252 = 22 \text{ м} \quad (238)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 22 - 1591) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (239)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = \quad (240)$$

$$= -1591 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 22 \cdot 0^2 = -1591 \text{ кПа}; \quad (241)$$



Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 22 = -220 \text{ кПа}; \quad (242)$$

Для удобства значения заносятся в таблицу 23:

Таблица 23 – Напряжения в теле плотины

Напорная грань		Низовая грань	
<b>Основное сочетание нагрузок и воздействий</b>			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-398	$\sigma_y^t$	-1787
$\sigma_x^u$	-1080	$\sigma_x^t$	-30
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	-398	$\sigma_3^t$	-1787
$\sigma_3^u$	-1080	$\sigma_1^t$	-30
<b>Особое сочетание нагрузок и воздействий</b>			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-275	$\sigma_y^t$	-1591
$\sigma_x^u$	-1090	$\sigma_x^t$	-220
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	0
$\sigma_1^u$	-275	$\sigma_3^t$	-1591
$\sigma_3^u$	-1090	$\sigma_1^t$	-220

#### 4.9 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_{max}| \leq R_b \gamma_{cd}, \quad (243)$$

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, особому сочетанию нагрузок);

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

$R_b = 11,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20, которое определяем по СНиП [7];

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

для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} 1,25 \cdot 1 \cdot |-1080| &< 11500 \cdot 0,9, \\ 1350 &< 10350. \end{aligned} \quad (244)$$

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} 1,25 \cdot 0,9 \cdot |-1090| &< 11500 \cdot 1, \\ 1226 &< 11500. \end{aligned} \quad (245)$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (246)$$

для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$-398 < 0. \quad (247)$$

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$-275 < 0. \quad (248)$$

3) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u, \quad (249)$$

для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} |-398| &> 0,25 \cdot 10 \cdot 108 \\ 398 &> 270. \end{aligned} \quad (250)$$

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} |-275| &> 0,25 \cdot 10 \cdot 109 \\ 275 &> 272,5 \end{aligned} \quad (251)$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (252)$$

для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$-398 < 0. \quad (253)$$

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$-275 < 0. \quad (254)$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности. Дополнительных действий не требуется.

#### 4.10 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

Оценка устойчивости плотины на сдвиг производится по формуле предельного состояния:

$$\gamma_{lc} \cdot F \leq \frac{R \cdot \gamma_{cd}}{\gamma_n} \quad (255)$$

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 НПУ;  $\gamma_{cd} = 1$  – при работе плотины при ФПУ);

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

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (256)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент трения для грунта основания (диабаз)  $\operatorname{tg} \varphi = 0,8$  ;

$c$  – коэффициент сцепления;

$\omega$  – площадь сцепления;

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

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав} \quad (257)$$

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$R = (84305 + 26448 - 2550 - 15440 + 137,4) \cdot 0,8 + 135 \cdot 0,7 + 150 \cdot 85 = 85296 \text{ кН/м} \quad (258)$$

$$F = 56320 - 45 + 4 + 111 + 28 = 56418 \text{ кН/м.} \quad (259)$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$\begin{aligned} \gamma_n &\leq \frac{\gamma_{cd} \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F_p} \\ 1,25 &< \frac{0,9 \cdot 85296}{1 \cdot 56418} \\ 1,25 &< 1,36 \end{aligned} \quad (260)$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$R = (84305 + 26488 - 18700 - 12870 + 137,4) \cdot 0,8 + 135 \cdot 0,7 + 150 \cdot 85 = 76290 \text{ кН/м} \quad (261)$$

$$F = 59405 - 2420 + 3,5 + 111 + 28 = 67862 \text{ кН/м.} \quad (262)$$

Проверка соблюдения условия на сдвиг:

$$\begin{aligned} \gamma_n &\leq \frac{\gamma_{cd} \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F_p} \\ 1,25 &< \frac{1 \cdot 76290}{0,9 \cdot 67682} \\ 1,25 &< 1,26 \end{aligned} \quad (263)$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости на сдвиг.

#### 4.11 Проектирование грунтовой плотины

При проектировании грунтовой плотины необходимо учитывать, на каком основании она стоит, и какие грунты залегают вблизи. Олекминская ГЭС проектируется на скальном основании, сложенном из прочного диабаз, исходя из этого грунтовая плотина будет возводиться в виде каменной наброски слоями по 10м с последующим уплотнением. Применяется противофильтрационный элемент в виде асфальтобетонной диафрагмы с толщиной по верху  $a=0,5$  м и понизу равной:

$$t = a + 0,008 \cdot H = 0,5 + 0,008 \cdot 108 = 1,36 \text{ м} \quad (264)$$

где  $H$  – напор в рассматриваемой сечении;

Заложение откоса принимается  $m=2$ , со стоны нижнего бьефа через каждые 30 метров высоты предусматривается берма для перехвата и отвода

дождевой воды и талых вод стекающих с верховой грани, осмотра и ремонта откоса, а так же размещения КИА, а так же для проезда рабочего транспорта.

Крепление верхового откоса будет проводиться монолитными железобетонными плитами размером 10x10м со швами омоноличенными с помощью фасонной резины. Крепления укладываются на подготовку из песчано гравийно смеси.

#### 4.11.1 Фильтрационный расчет грунтовой плотины

При расчете методом виртуальных длин диафрагму с коэффициентом фильтрации  $K_d=10^{-9}$ см/ссо средней толщиной 0,93 метров приводят к призме коэффициентом фильтрации тела плотины  $K_T=10^{-1}$ см/с. После участок с диафрагмой заменяется виртуальной длиной равно:

$$L_d = \delta_{cp} \cdot \frac{K_T}{K_d} = 0,93 \cdot \frac{10^{-1}}{10^{-9}} = 0,93 \cdot 10^8 \text{ м} \quad (265)$$

Далее находится положение вертикальной оси Y относительно уреза воды в ВБ:

$$\lambda H_1 = \frac{m_1}{1 + 2 \cdot m_1} \cdot H_1 = \frac{2}{1 + 2 \cdot 2} \cdot 108 = 43,2 \text{ м} \quad (266)$$

где  $H_1$  – высота воды в ВБ;

Определяется высота выхода депрессионной кривой на низовой откос:

$$\begin{aligned} h &= \frac{L}{m_2} - \sqrt{\left(\frac{L}{m_2}\right)^2 - (H_1 - H_2)^2} + H_2 = \\ &= \frac{0,93 \cdot 10^8 + 322}{2} - \sqrt{\left(\frac{0,93 \cdot 10^8 + 322}{2}\right)^2 - (108 - 19)^2} + 19 = \\ &= 19 \text{ м} \end{aligned} \quad (267)$$

где  $H_2$  – высота воды в НБ;

$L$  – расстояние от оси Y до места контакта низовой грани с дном реки:

$$\begin{aligned} L &= \lambda H_1 + (h_{\text{плот}} - H_1) \cdot m_1 + b - \delta_{cp} + L_d + h_{\text{плот}} \cdot m_2 = \\ &= 44,62 + (119 - 108) \cdot 2 + 20 - 0,93 + 0,93 \cdot 10^8 + 119 \cdot 2 = \\ &= (0,93 \cdot 10^8 + 322) \text{ м} \end{aligned} \quad (268)$$

где  $b$  – ширина гребная грунтовой плотины;

Ординаты депрессионной кривой определяется по формуле:

$$y^2 = H_1^2 - \frac{H_1^2 - h^2}{L_1} \cdot X = 108^2 - \frac{108^2 - 3^2}{0,93 \cdot 10^8 + 284} \cdot X \quad (269)$$

где  $L_1$  - расстояние от оси Y до выхода кривой депрессии на низовой откос определяется по формуле:

$$\begin{aligned} L_1 &= L - h \cdot m_2 = (0,93 \cdot 10^8 + 322) - 3 \cdot 19 = \\ &= (0,93 \cdot 10^8 + 284) \text{ м} \end{aligned} \quad (270)$$

На участке от начала координат до диафрагмы значение X задается в пределах от  $X_1 = \lambda H_1 = 43,2$  до:

$$\begin{aligned} X_2 &= \lambda H_1 + m_1 \cdot (h_{\text{плот}} - H_1) + \left( \frac{b}{2} - \frac{\delta_{\text{ср}}}{2} \right) = \\ &= 43,2 + 2 \cdot (119 - 108) + \left( \frac{20}{2} - \frac{0,93}{2} \right) = 74,74 \text{ м} \end{aligned} \quad (271)$$

За диафрагмой значения задаются от  $X_3 = L_d + X_2 = (0,93 \cdot 10^8 + 74,73) \text{ м}$  до  $X_4 = L_1 = (0,93 \cdot 10^8 + 284) \text{ м}$ . Значения заносятся в таблицу 24:

Таблица 24 – Ординаты депрессионной кривой

Координаты	Участок до ядра, м		Участок после ядра, м	
	X	Y <sup>2</sup>	Y	Y <sup>2</sup>
X	43,2	11664	74,74	11664
Y <sup>2</sup>	11664	11664	19	361,00
Y	108	108	19	361,00

#### 4.11.2 Расчет устойчивости низового откоса методом круглоцилиндрической поверхности скольжения

Расчёт выполняют в условиях плоской задачи, т.е. рассматривают участок плотины, длина которого равна 1 м.

Для выполнения расчёта в едином масштабе по вертикали и горизонтали вычерчивают профиль грунтовой плотины с противофильтрационными элементами и депрессионной кривой, бермы в расчет не берутся.

Расчет проводится в следующем порядке:

- 1) Нахождение центров кривой скольжения
- 2) Область ограниченная кривой скольжения разбивается вертикальными линиями на отсеки
- 3) Определяются силы действующий на каждый отсек.
- 4) Вычисляется коэффициент устойчивости низового откоса.

Для нахождения центров скольжения определяется верхний  $R_B$  и нижний  $R_H$  пределы радиуса поверхности скольжения:

$$R_B = 2,5 \cdot h_{пл} = 2,5 \cdot 118,8 = 297,5 \text{ м} \quad (272)$$

$$R_H = 1,4 \cdot h_{пл} = 1,4 \cdot 118,8 = 166,6 \text{ м} \quad (273)$$

Радиус кривой скольжения:

$$R = \frac{R_B + R_H}{2} = \frac{297,5 + 166,6}{2} = 232,05 \text{ м} \quad (274)$$

Для точки О -  $R_0$  принимается равным 229,5 м тогда область ограничивающая очертание плотины разбивается на отсеки шириной  $b_{п}$ :

$$b_{п} = 0,1 \cdot R_0 = 0,1 \cdot 229 = 22,95 \text{ м} \quad (275)$$

Для точки 1 -  $R_0$  принимается равным 198,8 м тогда область ограничивающая очертание плотины разбивается на отсеки шириной  $b_{п}$ :

$$b_{п} = 0,1 \cdot R_0 = 0,1 \cdot 198,8 = 19,88 \text{ м} \quad (276)$$

Вес отсека определяется с учётом влажности грунта:

$$G_n = (\gamma_1 h_1 + \gamma_2 h_2 + \gamma_3 h_3) \cdot b_{п} \quad (277)$$

$$P = \gamma_B (h_2 + h_3) \cdot l_{п} \quad (278)$$

$$l_{п} = \frac{b_{п}}{\cos \alpha_n} \quad (279)$$

Коэффициент устойчивости:

$$k = \frac{\sum T_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\sum T_{сдв} \cdot \gamma_{lc}} \quad (280)$$

Расчёт занесён в таблицы, представленные в приложении Б.

## 5 Мероприятия по охране окружающей среды

### 5.1 Общие сведения о районе строительства

Олёкминский гидроузел расположен в республике Саха (Якутия) на реке Олёкма в 210 км от пгт. Чульман.

Река является правым притоком Лены. Длина реки - 1430 км. В створе проектируемой Олекминской ГЭС находится в широкой межгорной долине. Площадь зеркала водохранилища составляет 150 000 км<sup>2</sup>. Площадь водосбора асимметрична и левая часть бассейна больше правой, средний уклон — 0,8 м/км, ширина реки до 250 м, глубина до 15 м.

Питание реки смешанное, главным преимущественно снеговое. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна:

Режим реки характеризуется продолжительным половодьем с мая по октябрь и очень малым стоком в остальное время года. Ледостав устанавливается в октябре и продолжается до марта. Продолжительность ледостава 172-215 дней. Толщина льда в верховьях составляет до 2м. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды.

Створ проектируемой плотины находится в Якутии, вблизи поселка Олёкминск. Климат суровый, резко континентальный. Абсолютный зафиксированный минимум  $-60$  °С, абсолютный зафиксированный максимум  $+38$  °С. Среднегодовая температура  $-6$  °С. Годовая норма осадков 324 мм. Створ находится в зоне вечной мерзлоты.

По качеству воды река Олекма оцениваются как умеренно загрязненные. Основными загрязняющими веществами являются фенолы, соединения меди, цинка, железа и трудно окисляемые вещества. При этом следует отметить, что пробы на многие характерные загрязняющие вещества не делаются.

Река Олекма почти на всем протяжении окружена каменистыми скалами, поэтому деревьями и кустарниками густо зарастают все равнинные участки, где русло хотя бы немного расширяется и течение становится спокойнее. Растительность здесь не отличается большим многообразием, на склонах растут лиственничные леса кедровый стланик и немного горно-тундровой растительности

Забайкалье богато промысловыми пушными зверями их насчитывается около 15 видов. Самый крохотный пушной зверек на земле - хищная ласка, подлежит абсолютной охране, численность ее до сих пор не установлена. В самых глухих местах тайги обитает росомаха. Распространены и другие пушные звери: красная и черно-бурая лисица, соболь, ласка, выдра, местные и акклиматизированные виды зайцев. Среди копытных первое место по численности занимает косуля, затем идут кабаны, лоси и изюбри. Кабарга - миниатюрный забайкальский олень является предметом огромного спроса в медицине на мускусную железу самца, так называемую струю.

В Красную книгу республики Саха занесен баран снежный, бурозубка малая кутора обыкновенная и леминг амурский, а также представитель



северной тайги дикий олень - согжой. Во всех районах области встречается волк. Бурых медведей насчитывается в крае до 3 тыс. особей. В «Красную книгу России» занесен манул - редкая степная кошка, ведущая скрытный образ жизни. Исчезающим видом считается черношапочный сурок, усиленно преследуемый человеком из-за красивого меха. В Международную Красную книгу занесен тигр - гордость российской природы. Богат и разнообразен мир пернатых - более 150 видов птиц. В лесах водятся тетерева, глухари и рябчики. На озерах - кряквы, нырки, крохали, гуси, серые лебеди. Водоемы населяют более 20 видов рыб, входящих в 8 семейств и 15 родов.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» на реке Олекма запрещен вылов и добыча водных биоресурсов с 1 мая по 30 июня.

Воздействие Олекминской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

## 6 Организация и производство гидротехнических работ

### 6.1 Компоновка гидроузла и состав сооружений

В створе проектируется гравитационная плотина из бетона и грунта. На левом берегу будет находиться глухая бетонная, водосбросная (60м) и станционная (127м) части плотины, а так же одна глухих секций между водосбросной и станционной частью для предотвращения влияния водосбрасываемой с водосброса на работу ГА, остальная часть створа будет перекрыта грунтовой плотиной с врезкой в нее глухой части плотины на глубину 260м (рисунок 28).

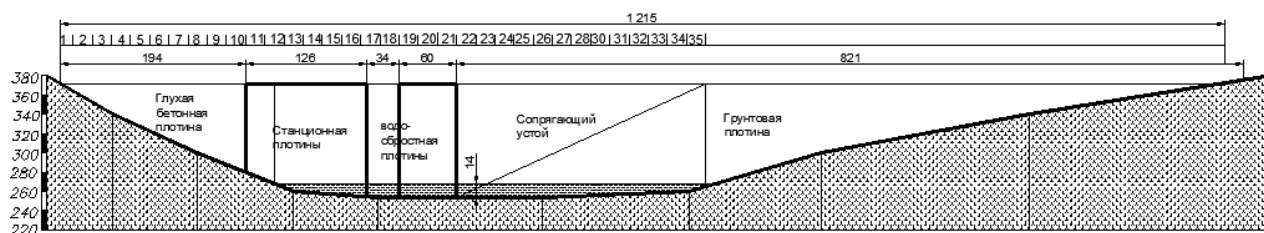


Рисунок 28 - расположение секций, их размеры, общая длина

Как видно из рисунка общая длина проектируемой плотины будет составлять 1215м. При отметки гребня плотины 371м от отметки дна 254м и заглубление на 2 метра высота плотины будет составлять 119м.

#### Основные параметры водосливной плотины:

- общая длина – 60м;
- отметка гребня водослива – 342м;
- ширина по основанию – 85м;
- номер секций – 19-21;
- наклон низовой грани – 0,78;
- метод гашение энергии – свободно отброшенная струя с носка-трамплина.

#### Основные параметры здания ГЭС:

- установленная мощность 1078 МВт;
- количество гидроагрегатов – 4;
- максимальный расход через гидроагрегат– $347\text{м}^3/\text{с}$ ;
- диаметр рабочего колеса турбины  $D_1 = 6\text{ м}$ ;
- ширина агрегатного блока:  $V_{\text{бл}} = 24\text{ м}$ ;
- длина монтажной площадки:  $L_{\text{мп}} = 1,25 \cdot V_{\text{бл}} = 30\text{ м}$ ;
- длина машинного зала составляет:  $L_{\text{мз}} = 24 \cdot 4 + 30 + 1 = 127\text{ м}$ ;
- ширина зала  $V_{\text{мз}} = 24\text{ м}$ ;
- номер секций – 11-16,5;

### **Основные параметры левобережной глухой плотины:**

- общая длина – 194м;
- максимальная высота – 92м;
- ширина по гребню – 30м
- номер секций – 1-10;

### **Основные параметры глухих секций плотины:**

- общая длина – 34м;
- максимальная высота – 119м;
- ширина по гребню – 30м
- номер секций – 17-18;

### **Основные параметры сопрягающего устоя:**

- общая длина – 260м;
- максимальная высота – 119м;
- ширина по гребню – 30м
- ширина по основанию – 85м
- номер секций – 22-35;

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

Т.к. створ находится в широком русле, с небольшим уклоном реки при большой высоте плотины принимается русловая компоновка.

При русловой компоновке все бетонные сооружения гидроузла располагают в естественном русле реки.

Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционированного русла будем выполнять в три этапа. На первом этапе выполняется расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло, на втором – через недостроенную гребенку и на третьем через 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

### **6.2.1 Первый этап**

Строительные работы необходимо начинать 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.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 64 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды из котлована первой очереди;
- выемка мягкого и скального грунта;
- создание цементационной завесы в основании плотины;
- бетонирование тела водосбросной до отм. 274 с организацией гребенки в водосливной плотине;
- возводят станционную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;
- врезка в скалу левого берега;
- возведение глухой бетонной плотины до отметки до отм. 274;
- бурение дренажных скважин в основании плотины.

#### **Расчет перемычек первой очереди**

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

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 – 10%.

По данным таблицы 2 расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет  $Q_{стр} = 5262 \text{ м}^3/\text{с}$ , при этом глубина воды в реке равна 14 м.

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

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

для верховой перемычки:

$$H_{вп} = h_{нб} + Z + a = 14 + 0,49 + 1 = 15,49 \approx 15,5\text{м.} \quad (281)$$

для продольной перемычки:

$$H_{пп} = h_{нб} + Z = 14 + 0,49 = 14,49 \approx 14,5\text{м.}, \quad (282)$$

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

повышения уровня воды перед верховой перемычкой; а – конструктивный запас, принимается равным 1 м.

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

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{2,78^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,02^2}{2 \cdot 9,81} = 0,49\text{м}, \quad (283)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости, для трапецеидальных перемычек принимаем  $\varphi$  равным 0,85;

$V_0$  – бытовая скорость воды в реке;

$V_c$  – скорость потока в суженном русле.

Бытовая скорость воды в реке определяется по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0} = \frac{5262}{5173} = 1,02\text{м/с}, \quad (284)$$

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

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_c} = \frac{5262}{1889} = 2,78\text{ м/с} \quad (285)$$

где  $w_c$  – площадь поперечного сечения суженной части русла при  $Q_{\text{стр}}$  (принимается 36% от  $w_0$ );

Скорость в сжатом сечении  $V_c$  не превышать размывающей скорости для грунтов ложа реки (5м/с).

По плану определяется длина верховой перемычки  $L_v$  и продольной перемычки  $L_p$ .

$$L_v = 252\text{м}$$

$$L_p = 195\text{м}$$

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

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

### Тип и конструкцию перемычек.

Принимается каменно-набросная перемычка с покрытием из суглинка.

Определяется поперечное сечение перемычек.

Откосы назначаются в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения принимается:

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

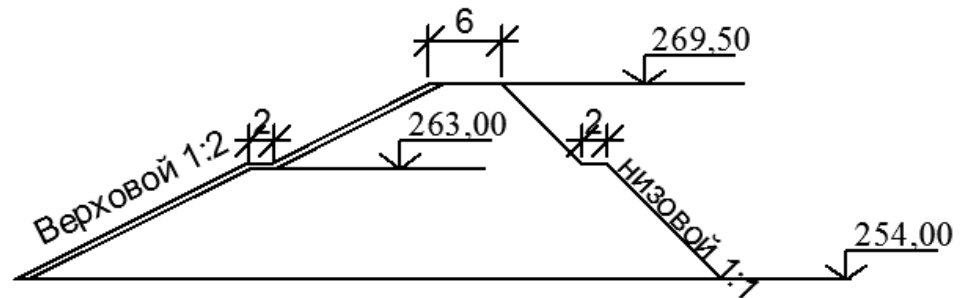


Рисунок 29 - Верховая перемычка

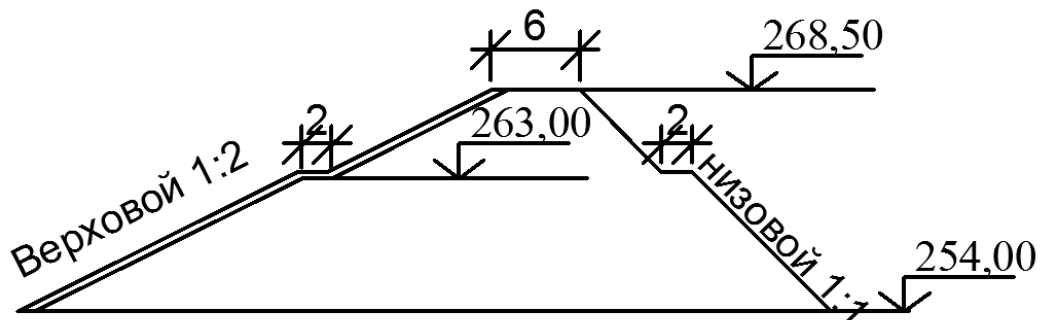


Рисунок 30 - Продольная перемычка

Определяется площади поперечного сечения перемычек через autocad:

$$\omega_{\text{ПП}}=455 \text{ м}^2,$$

$$\omega_{\text{ВП}}=506 \text{ м}^2$$

Определяется суммарный объём верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V_{\text{пер}} = \frac{\omega_{\text{ПП}} \cdot L_{\text{ПП}} + \omega_{\text{ВП}} \cdot L_{\text{ВП}}}{2} = \frac{455 \cdot 195 + 506 \cdot 252}{2} = 108118 \text{ м}^3 \quad (286)$$

Определяется отметка гребня низовой перемычки:

$$H_{\text{НП}} = h_{\text{НБ}} + a = 14 + 1 = 15 \text{ (м)} \quad (287)$$

Определяет длину низовой перемычки  $L_{\text{нп}}$ , м.  
 Определяем размеры поперечного сечения.

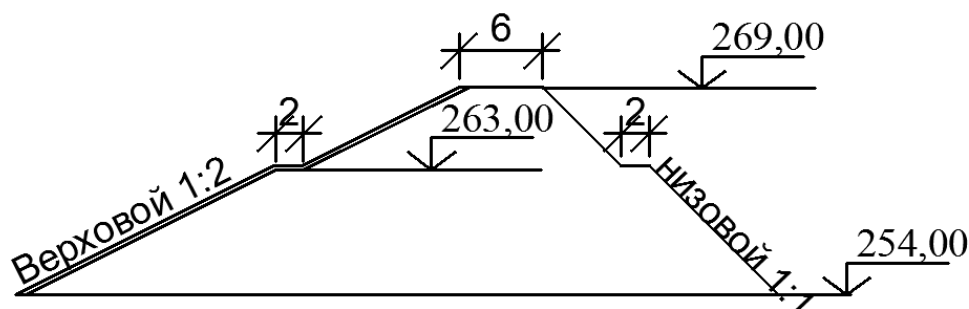


Рисунок 31 - поперечная перемычка

Определяется наибольшая площадь поперечного сечения низовой перемычки  $\omega_{\text{нп}}=427,5 \text{ м}^2$

Тогда объём низовой перемычки равен:

$$V_{\text{нп}} = \frac{\omega \cdot L_{\text{нп}}}{2} = \frac{427,5 \cdot 252}{2} = 53865 \text{ м}^3 \quad (288)$$

Назначается время начала работ по возведению перемычек.

Определяется время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \frac{\Sigma V_{\text{пер}}}{J_{\text{пер}}} = \frac{53865 + 108118}{5000} = 33 \text{ суток} \quad (289)$$

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

$J_{\text{пер}}$  – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем  $5000 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

Полученное время округляется кратно месяцам в большую сторону и получается 4 месяцев.

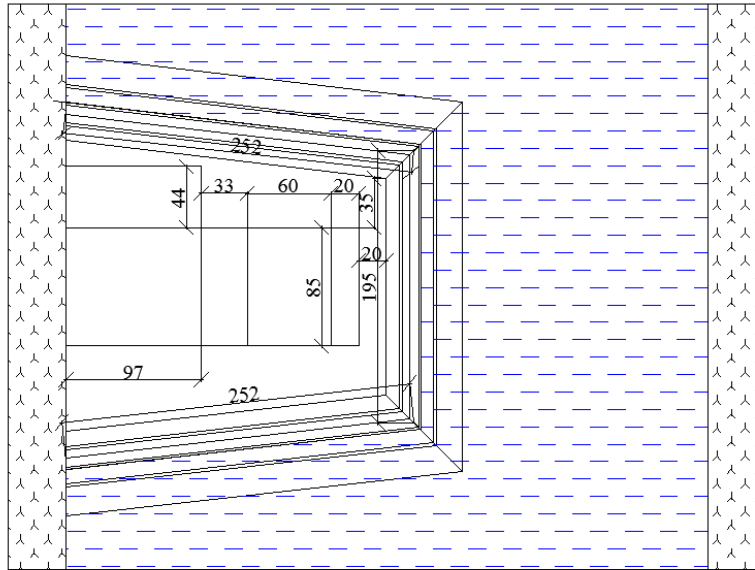


Рисунок 32 - План котлована первой очереди

### Осушение котлована 1-й очереди

Котлован имеет трапециевидальную форму

Площадь котлована  $43238 \text{ м}^2$

Определяется глубина воды в котловане  $h = 14 \text{ м}$ . при среднем расходе воды в реке  $Q = 5262 \text{ м}^3/\text{с}$ .

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

Для откачки воды из котлована выбирается консольный насос К-200-80-60, имеющие производительность  $W = 200 \text{ м}^3/\text{час}$  при высоте подъема воды до 60 м в количестве 5шт + 1 запасной.

Рассчитывается время откачки с использованием  $n$  насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W \cdot n} = \frac{14 \cdot 43238}{200 \cdot 5} = \frac{605332}{2000} = 605 \text{ час} = 25 \text{ суток} \quad (290)$$

Округляется полученное значение кратно смене.

Находится интенсивность понижения уровня воды

$$\frac{h}{t} = \frac{14}{25} = 0,56 \text{ (м/сутки)} \quad (291)$$

Рационально эти же насосы применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

### Разработка котлована под водосливную и станционную плотину.

Определяется объём разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане под водосбросную и станционную плотину составляет  $60 \cdot 85 + 140 \cdot 85$ , глубиной 3 м.

Определяется объём вынимаемого грунта  $51000 \text{ м}^3$ .



Принимается основная машины для разработки грунта основания  
- экскаватор ЭО-5122А, вместимость ковша  $q_{\text{ков}} = 1,6 \text{ м}^3$ .

Вычисляется производительность цикла экскаватора

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 0,9 \cdot 171 \cdot 0,75 = 115 \text{ м}^3/\text{час} \quad (292)$$

$$q_{\text{ц}} = \frac{q_{\text{ков}} k_{\text{н}}}{k_{\text{р}}} = \frac{1,6 \cdot 0,9}{1,6} = 0,9 \text{ м}^3 \quad (293)$$

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

$k_{\text{р}}$ - коэффициент разрыхления грунта;

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

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

$n_{\text{ц}} = 3600/21 = 171$ - число циклов в час.

Определяется время разработки котлована под водосбросную и стационарную плотину:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{51000}{115} = 428 = 18 \text{ суток} \quad (294)$$

Полученное значение округляется кратно суткам

Принимается машины для транспортировки грунта

– Камаз 6520(вместимость ковша 20т)

Определение количества ковшей грунта в емкости низового автосамосвала:

$$q_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot n_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}}, \quad (295)$$

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{20}{2,3 \cdot 1,6 \cdot 0,9} = 6 \text{ ковшей}, \quad (296)$$

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

$Q_{\text{сам}}$  - грузоподъемность самосвала,  $Q_{\text{сам}} = 20$  тонн;

$\rho$  – плотность грунта,  $\rho = 2,3 \text{ кг/м}^3$

Согласно строй генплана определяется расстояние от места выемки грунта до места разгрузки 2 км.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

$v_{\text{гр}} = 25 \text{ км/ч}$  - груженный

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

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{T}}}{v_{\text{Гр}}} + \frac{L_{\text{T}}}{v_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{з}}) = \frac{2}{25} + \frac{2}{30} + \left(\frac{2}{60} + \frac{21 \cdot 6}{3600}\right) = 0,21 \text{ часа} \quad (297)$$

где  $t_{\text{р}}$  - время разгрузки

$t_{\text{з}}$  - время загрузки

$(t_{\text{р}} + t_{\text{мон}})$  составляет: 1,5 мин при грузоподъемности транспортного средства от 12т

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

$$N_{a/c} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{цэ}} \cdot \text{пков}} = \frac{0,21 \cdot 3600}{21 \cdot 6} = 6 \quad (298)$$

Принимается кол-во транспортных машин – 6.

### **Разработка котлована под здание ГЭС**

Размеры котлована под здание ГЭС в плане составляют 127х44, средняя глубина 25 м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен

$$127 \cdot 44 \cdot 25 = 139700 \text{ м}^3 \quad (299)$$

Для разработки скального грунта основания – диабаз, используется экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла  $P_{\text{эч}} = 115 \text{ м}^3/\text{час}$ ).

Определяется время разработки котлована:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{139700}{115} = 1215 \text{ часов} = 51 \text{ суток}. \quad (300)$$

Для транспортировки грунта будут использоваться машины той же модели и в том же количестве, что и для выемки грунта под стационарную и водосливную плотину.

### **Разработка котлована под глухие секции**

Размеры котлована под здание ГЭС в плане составляют 85х40, средняя глубина 2м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен

$$85 \cdot 40 \cdot 2 = 9180 \text{ м}^3. \quad (301)$$

Для разработки скального грунта основания используется экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла  $P_{\text{эч}} = 115 \text{ м}^3/\text{час}$ ).

Время разработки котлована:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{9180}{115} = 79 \text{ часов} = 4 \text{ суток.} \quad (302)$$

Для транспортировки грунта будут использоваться машины той же модели и в том же количестве, что и для выемки грунта под стационарную и водосливную плотину.

### **Бетонные работы в нижней части плотины между отметками 252-274 Стационарная плотина**

Нижняя часть стационарной плотины - секции № 11 ÷ 17 имеет форму параллелепипеда.

Ширина нижней части стационарной плотины -  $B = 85$  м.

Высота бетонируемого участка стационарной плотины  $h = 20$  м

Длина бетонируемого участка плотины  $L = 140$  м

Объём:

$$V = B \cdot L \cdot h = 140 \cdot 20 \cdot 85 = 238000 \text{ м}^3. \quad (303)$$

Задаемся интенсивностью бетонирования  $J_{\text{б.р.}} = 13000 \text{ м}^3/\text{мес}$

$$t = \frac{V_{\text{б.р.}}}{J_{\text{б.р.}}} = \frac{238000}{13000} = 18 \text{ месяцев} \quad (304)$$

### **Бетонные работы в подводной части здания ГЭС**

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС  $B = 44$  м

Высота подводной части здания ГЭС  $h = 25$  м

Длина подводной части здания ГЭС  $L_{\text{ГЭС}} = 97$  м

Объём

$$V = B \cdot L \cdot h = 44 \cdot 25 \cdot 97 = 106700 \text{ м}^3 \quad (305)$$

Время бетонирования  $t = 8$  месяцев

### **Бетонные работы на водосливной плотине:**

Нижняя часть водосливной плотины имеет форму параллелепипеда

Ширина подошвы плотины -  $B = 85$  м

Высота бетонируемой части плотины -  $h = 20$  м

Длина бетонируемого участка плотины -  $L = 60$  м,

Определяется общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}} = B \cdot L \cdot h = 85 \cdot 60 \cdot 20 = 102000 \text{ м}^3. \quad (306)$$

Определяется время бетонирования

$$t = \frac{V_{б.р.}}{J_{б.р.}} = \frac{102000}{13000} = 8 \text{ месяцев} \quad (307)$$

### **Бетонные работы на глухих:**

Нижняя часть глухих секций имеет форму параллелепипеда

Ширина подошвы плотины -  $B=85$  м

Высота бетонлируемой части плотины -  $h = 20$  м

Длина бетонлируемого участка плотины -  $L = 40$  м,

Определяем общий объём бетонлируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h = 85 \cdot 40 \cdot 20 = 68000 \text{ м}^3. \quad (308)$$

Определяется время бетонирования

$$t = \frac{V_{б.р.}}{J_{б.р.}} = \frac{68000}{13000} = 5,5 \text{ месяцев} \quad (309)$$

## **6.2.1.1 Расчет пропуска расчетного строительного расхода через гребенку на втором этапе**

Пропуск расходов второй очереди методом гребенки. Так как продолжительность работ в котловане второй очереди не превышает 3 лет, то расчетный строительный расход  $Q_{рс} = 5262 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Расчет начинается с определения требуемой длины водосливного фронта и необходимого числа водосливных пролетов. Минимально необходимое число пролетов водосливной плотины по условию не размываемости дна реки при сходе потока с водослива определяем по формуле

$$n = \frac{Q_p}{V_{доп} \cdot h_p \cdot l} = \frac{5262}{20 \cdot 5 \cdot 20} = 2,6 \quad (310)$$

где  $V_{доп}$  принята для коренных пород основания диабаз равной 20 м/с.

Определяется длину водосливного фронта из условия закрытия гребенки по двух и трехступенчатой схемам

$$\begin{aligned} L_2 &= \frac{Q_r}{0,5 \text{ м} (2g)^{\frac{1}{2}} \cdot (H_3 - 0,5)^{\frac{3}{2}}} = \\ &= \frac{5262}{0,5 \cdot 0,48 \cdot (2 \cdot 9,81)^{\frac{1}{2}} \cdot (18 - 0,5)^{\frac{3}{2}}} = 67,6 \text{ м} \end{aligned} \quad (311)$$

$$L_3 = A_3 \cdot L_2 = 0,717 \cdot 72 = 48,5 \text{ м} \quad (312)$$

где  $H_3 = 18$  м - высота затвора,

$A_3 = 0,717$  - коэффициент трехступенчатой гребенки

Необходимое число пролетов соответственно будет

- при двухступенчатой гребенке

$$n = \frac{L_2}{\varepsilon b} = \frac{67,6}{0,9 \cdot 18} = 4,17; \quad (313)$$

- при трех ступенчатой

$$n = \frac{L_2}{\varepsilon b} = \frac{48,5}{0,9 \cdot 18} = 2,99 \quad (314)$$

В рассматриваемом случае возможна как двухступенчатая, так и трехступенчатая схема закрытия гребенки, но в этих условиях целесообразно применить трехступенчатую схему закрытия гребенки ( $h_{ст} = 12:4 = 3$  м) с пропуском расходов в период строительства только через три водосливных пролета. Поэтому дальнейшие расчеты выполняем для трех пролетного водослива.

Отметку временных порогов водосливов находим из условия перекрытия русла реки.

Для принятого расчетного расхода перекрытия  $Q_{рп} = 5262$  м<sup>3</sup>/с при размываемом русле принимаем конечный перепад на банкете  $Z_{макс} = 1,0$  м и определяем критическую  $h_{кр}$  глубину над порогом гребенки:

$$h_{кр} = \frac{aq^2}{g} = \left( \frac{1,1 \cdot 5262}{9,81} \right)^2 = 2,10 \quad (315)$$

Напор  $H$  на гребне водослива при его работе в неподтопленном режиме будет:

$$H = \left( \frac{Q_{рп}}{[\varepsilon n b (2g)^{\frac{1}{2}}]} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{5262}{[0,32 \cdot 0,9 \cdot 3 \cdot 14 \cdot (2 \cdot 9,81)^{\frac{1}{2}}]} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,7 \text{ м.} \quad (316)$$

Проверяется расчет подтопления водослива. Так как  $H = 3,7 > Z_{макс} + h_{кр} = 1,0 + 2,10 = 3,10$ , то водослив подтоплен. Поэтому сначала находим глубину воды  $h_{п}$  над порогом водослива:

$$H = \frac{Q_{rp}}{\left[ \varphi \epsilon n b (2gZ_{\max})^{\frac{1}{2}} \right]} = \frac{5262}{\left[ 0,9 \cdot 0,9 \cdot 3 \cdot 14 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 1)^{\frac{1}{2}} \right]} = 2,5 \text{ м} \quad (317)$$

затем определяется отметка порога гребенки:

$$ПГ = 250 - 2,5 = 247,5 \text{ м.} \quad (318)$$

### 6.2.2 Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через гребенку в недостроенной водосбросной плотине.

Основные работы второго этапа:

- разбирается низовая перемычка первой очереди и затапливается котлован;
- разбирается верховую перемычку первой очереди;
- отсыпается банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди,
- выемка мягкого и скального грунта;
- возведение сопрягающего устоя;
- возведение грунтовой плотины;
- устройство глубокой цементационной завесы;

### Возведение перемычек второй очереди

Верховую перемычку – банкет, выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов:

Верхового 1:2

низового 1:1

Ширину по гребню принимается 6 м.

Площадь поперечного сечения банкета составляет  $\omega = 469 \text{ м}^2$ ,

Длина банкета составляет  $L_{\text{бан}} = 315 \text{ м}$ .

Таким образом, объем банкета равен

$$V = \frac{L_{\text{бан}} \cdot \omega}{2} = 73868 \text{ м}^3 \quad (319)$$

Конструкция низовой перемычки второй немного отличается от перемычки первой очереди, длина ее  $L_{\text{низ}} = 315 \text{ м}$ . Объем низовой перемычки равен:

$$V = \frac{L_{\text{бан}} \cdot \omega}{2} = 73868 \text{ м}^3 \quad (320)$$

Определяется время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки отдельно:

$$t_{\text{бан}} = \frac{V_{\text{бан}}}{J_{\text{бан}}} = \frac{73868}{5000} = 15 \text{ сут} \quad (321)$$

$$t_{\text{пер}} = \frac{V_{\text{пер}}}{J_{\text{пер}}} = \frac{73868}{5000} = 15 \text{ сут} \quad (322)$$

### Осушение котлована 2-й очереди

Определяем площадь котлована

Глубина воды в котловане, при среднем расходе воды в реке  $Q = 5262 \text{ м}^3/\text{с}$ , равна  $h = 14 \text{ м}$ .

Таким образом, объём воды, которую требуется откачать из котлована равен  $V = 58080 \text{ м}^3$ .

$$V = 813120 \text{ м}^2$$

Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы.

Проведем расчет времени откачки с использованием 5-ти насосов. Время откачки составит:

$$t = 813 \text{ часов} \approx 34 \text{ суток.}$$

Интенсивность откачки воды составит  $0,56 \text{ м}/\text{сутки}$ , что меньше допустимой величины  $1 \text{ м}/\text{сутки}$ .

Эти же 5 насосов будем применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

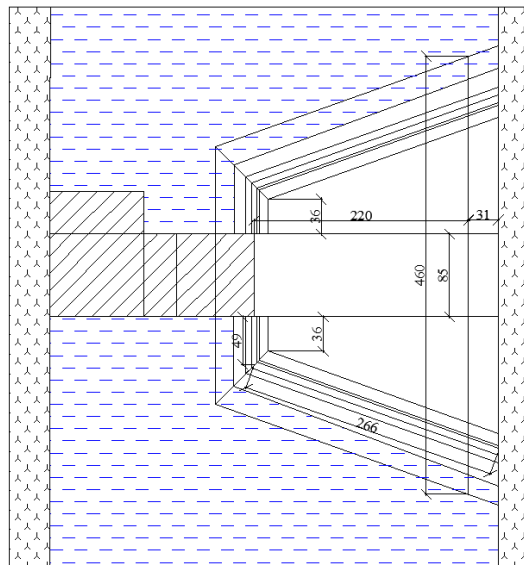


Рисунок 33 - План котлована второй очереди

### **Разработка котлована под сопрягающий устой**

Размеры котлована в плане составляют 220x85, средняя глубина 2м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен:

$$220 \cdot 85 \cdot 2 = 37400 \text{ м}^3. \quad (323)$$

Для разработки скального грунта основания используется экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла  $P_{\text{эч}} = 115 \text{ м}^3/\text{час}$ ).

Определяется время разработки котлована:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{37400}{115} = 325 \text{ часов} = 14 \text{ суток}. \quad (324)$$

Для транспортировки грунта будут использоваться машины той же модели и в том же количестве, что и для выемки грунта под стационарную и водосливную плотину.

### **Разработка котлована для устройства цементационной завесы**

Размеры котлована в плане составляют 31x85, средняя глубина 2м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен

$$31 \cdot 85 \cdot 2 = 5720 \text{ м}^3. \quad (325)$$

Для разработки скального грунта основания – диабаз, используем экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла  $P_{\text{эч}} = 115 \text{ м}^3/\text{час}$ ).

Определим время разработки котлована:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{5720}{115} = 50 \text{ часов} = 3 \text{ суток}. \quad (326)$$

Для транспортировки грунта будут использоваться машины той же модели и в том же количестве, что и для выемки грунта под стационарную и водосливную плотину.

### **Бетонирование сопрягающего устоя**

Имеет форму параллелепипеда.

Ширина  $B = 85 \text{ м}$

Высота  $h = 20 \text{ м}$

Длина  $L = 220 \text{ м}$

Объем  $V = B \cdot L \cdot h = 85 \cdot 220 \cdot 20 = 374000 \text{ м}^3$



$$t = \frac{V_{б.р.}}{J_{б.р.}} = \frac{374000}{20000} = 19 \text{ месяцев} \quad (327)$$

### Грунтовая плотина

Котлован был вырыт для создания глубокой цементационной завесы по всей длине плотины, создание бетонной подушки и для сопряжения асфальтобетонного экрана с основанием. После завершения этих процедур, будет наращена грунтовая плотина на высоту 20м с последующей засыпкой перемычек.

Объем грунта для плотины  $V = 787600 \text{ м}^3$

Высота засыпаемого участка плотины  $h = 20 \text{ м}$

Задаемся интенсивностью укладки и уплотнения грунтовой плотины  $J_{г.р.} = 120000 \text{ м}^3/\text{мес}$

$$t = \frac{V_{г.р.}}{J_{г.р.}} = \frac{787600}{120000} = 7 \text{ месяцев} \quad (328)$$

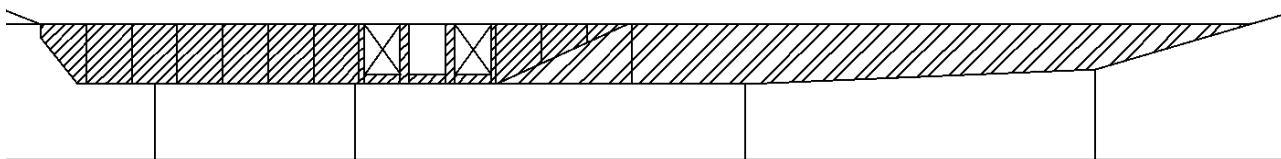


Рисунок 34 - Поперечный разрез плотины на втором этапе строительства

### 6.2.3 Третий этап

Основные работы 3 этапа:

- разрабатывают котлованы под левобережную глухую плотины - секции № 1 - 10.
- проводится наращивание плотины по всему напорному фронту до отметки 290.
- устраивается глубокая цементационная завеса в основании секций № 1-10
- под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины.
- Наполняет водохранилище до отметки  $H3 = 270$ .
- возводят надводную часть здания ГЭС.
- начинает монтаж гидроагрегатов.

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

Задаем сечение донного отверстия. Принимаем 6 отверстия размером 6,5x9.  $\omega = 3 \cdot 13 \cdot 9 = 378 \text{ м}^2$

Пропускная способность затопленного глубинного отверстия:

$$Q = \mu \cdot \omega \sqrt{2gZ} = 0,71 \cdot 378 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 20} = 5400 \quad (329)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода,

$\omega$  – площадь входного сечения

$Z$  – перепад между бьефами

### **Разработка котлованов под левобережную глухую бетонную плотину**

Определяем объем грунта при разработке котлованов.

Правобережный котлован, секции 1 ÷ 10:

Длина 194 м, характерная ширина 50, глубина 5 м.

Объем котлована:

$$V = 194 \cdot 50 \cdot 5 = 48500 \text{ м}^3. \quad (330)$$

Время на разработку грунта:

$$\frac{V}{P_{\text{эч}}} = \frac{48500}{37,2} = 1303 \text{ час} = 55 \text{ суток} \quad (331)$$

### **Бетонные работы между отметками 274 и 304**

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 30 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{\text{пл}} = 500 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 68 м

Ширина сечения в верхней части 44 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$\omega_{\text{п}} = 1680 \text{ м}^2$

Объём бетона

$$V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}} = 840000 \text{ м}^3. \quad (332)$$

Принимается интенсивность бетонирования  $25000 \text{ м}^3$

Время бетонирования  $t = 34 \text{ мес.}$

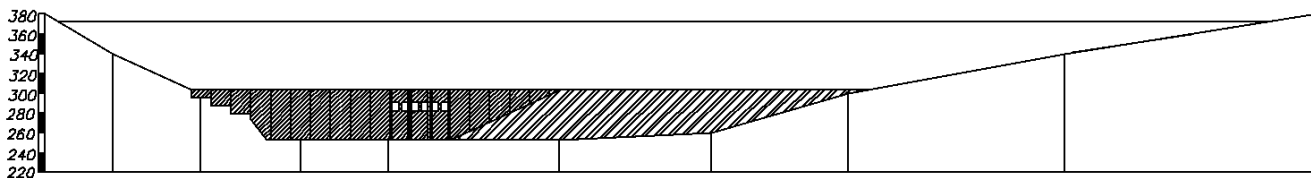


Рисунок 35 - Поперечный разрез плотины на третьем этапе строительства

### грунтовые работы между отметками 274 и 304

Объем грунта –  $V=1751285 \text{ м}^3$

Задаемся интенсивностью укладки и уплотнения грунтовой плотины  $J_{г.р.}=120000 \text{ м}^3/\text{мес}$

$$t = \frac{V_{г.р.}}{J_{г.р.}} = \frac{1751285}{120000} = 15 \text{ месяцев} \quad (333)$$

### 6.2.4 Четвертый этап

Основные работы 4 этапа:

- наращивание водосливной, станционной и глухой бетонной плотин до отметок 340м
  - наполнение водохранилища
- Строительный расход пропускают через гребенку.

### Бетонные работы между отметками 304 и 340

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 36 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{пл}= 600 \text{ м}$

Ширина сечения в нижней части 44 м

Ширина сечения в верхней части 30 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$$\omega_{п}= 1332 \text{ м}^2$$

Объем бетона:

$$V=\omega_{п} \cdot L_{пл}= 799200 \text{ м}^3. \quad (334)$$

Принимаем интенсивность бетонирования 25000 м<sup>3</sup>

Время бетонирования  $t= 32 \text{ мес.}$

### грунтовые работы между отметками 274 и 304

Объем грунта –  $V=1572145 \text{ м}^3$

Задаемся интенсивностью укладки и уплотнения грунтовой плотины  $J_{г.р.}=120000 \text{ м}^3/\text{мес}$

$$t = \frac{V_{г.р.}}{J_{г.р.}} = \frac{1572145}{120000} = 13 \text{ месяцев} \quad (335)$$

### 6.2.5 Пятый этап

Основные работы 5 этапа:

- Возводят плотину до проектных отметок.
- Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции.
- Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

### Бетонные работы между отметками 340 и 371

Бетонируемый участок плотины имеет форму прямоугольника.

Наибольшая высота участка бетонирования 31 м

Длина бетонируемого участка плотины  $L_{пл}= 654 \text{ м}$

Ширина сечения 30 м

Объем бетона:

$$V=\omega_{п} \cdot L_{пл}= 588600 \text{ м}^3. \quad (336)$$

Принимаем интенсивность бетонирования  $25000 \text{ м}^3$

Время бетонирования  $t= 24 \text{ мес.}$

### грунтовые работы между отметками 274 и 304

Объем грунта –  $V=1042137 \text{ м}^3$

Задаемся интенсивностью укладки и уплотнения грунтовой плотины  $J_{г.р.}=120000 \text{ м}^3/\text{мес}$

$$t = \frac{V_{г.р.}}{J_{г.р.}} = \frac{1042137}{120000} = 9 \text{ месяцев} \quad (337)$$

## 7 Технико-экономические показатели

### 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 энерго-сбытовых компаний. Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час (Таблица 25).

Таблица 25 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	1078	1078	1078	1078	1078
Число часов использования установленной мощности	Часы	5760	5760	5760	5760	5760
Выработка электроэнергии	МВт*ч	6209050	6209050	6209050	6209050	6209050
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	124181	124181	124181	124181	124181
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	6084869	6084869	6084869	6084869	6084869
Тариф на электроэнергию	руб/МВт*ч	1110	1143	1175	1206	1235
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	6754,20	6955,00	7149,72	7338,35	7514,81
НДС к выручке	млн.руб	85,86	88,41	90,89	93,28	95,53

Динамика выручки от реализации представлена на рисунке 36.

### Динамика выручки от реализации электроэнергии

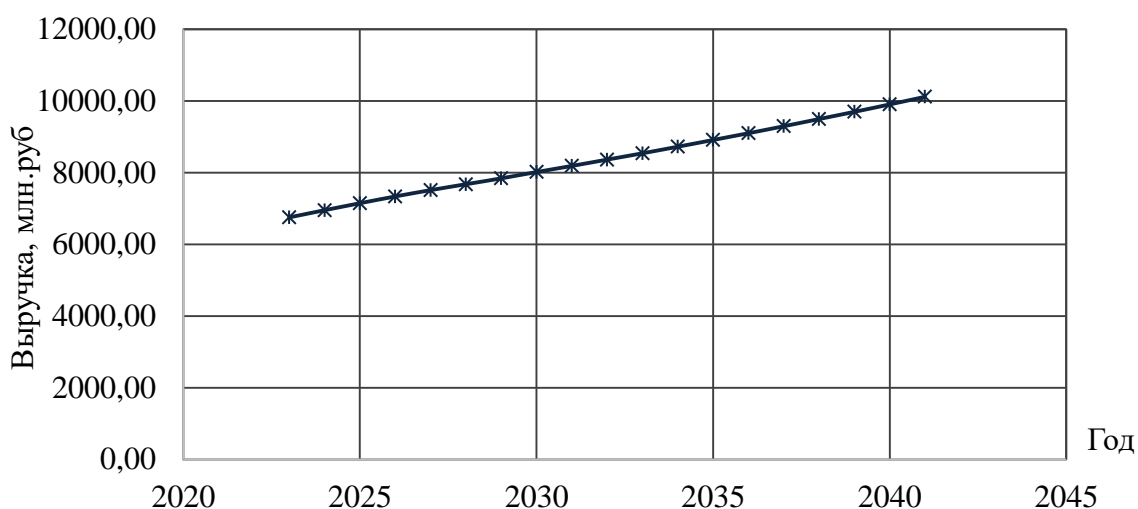


Рисунок 36 – График выручки от продажи электроэнергии, млн. руб

### 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 2017-2041 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.

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 26.

Таблица 26 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма ,млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	116,10
Прочие	165,3	178,19
Итого по ГЭС		294,28

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 27.

Таблице 27 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
от 1 до 5 лет	0,02
от 6 до 15 лет	0,027
от 15 до 25 лет	0,035

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	145,93
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/МВт*ч	10,23
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/МВт*ч	2,97
Итого		159,13

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	36,19	10,86	10,86	10,04	8,99
Расходы на страхование, млн.руб.	0,69	0,58	0,47	0,37	0,28
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	294,28	294,28	294,28	294,28	294,28
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,17	0,14	0,12	0,09	0,09
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	145,94	145,94	145,94	145,94	145,94
Налог на воду, млн.руб.	41,03	44,76	44,76	44,76	44,76
Итого, млн.руб.	518,31	496,56	496,43	495,48	494,34

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 39).

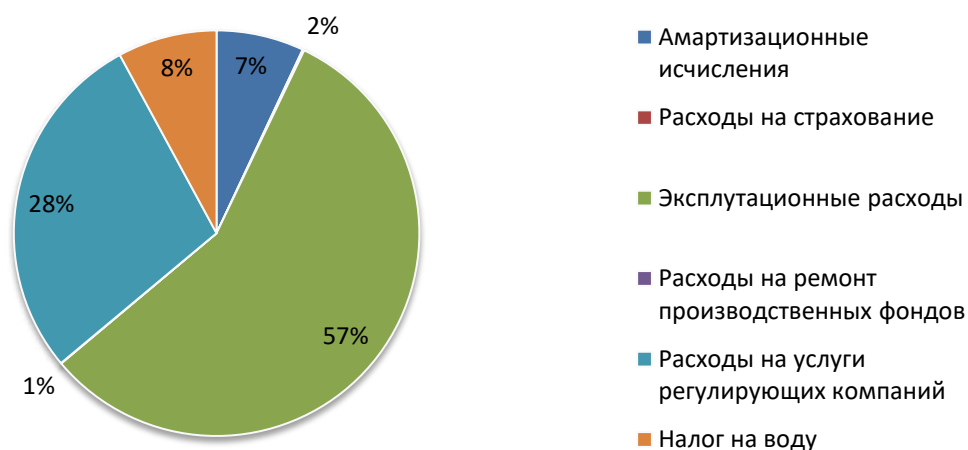


Рисунок 37 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %



### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Олекминской 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 приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	922,23	1824,81	1882,15	1932,70	1980,30
НДС, млн.руб.	835,70	1675,25	1722,24	1767,57	1810,15
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	25,46	25,46	25,46	25,46	25,46
Налог на имущество, млн.руб.	7,81	1,43	1,14	0,91	0,69
Итого, млн.руб.	1791,20	3526,96	3631,00	3726,64	3816,61

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

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 31.

Таблица 31 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	9045,2	9330,7	9589,5	9840,7	10076,0
Текущие расходы, млн.руб.	518,3	496,5	496,4	495,48	494,3
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	8526,9	8834,1	9093,1	9345,3	9581,6
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	8526,9	8834,1	9093,1	9345,3	9581,6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1705,3	1766,8	1818,6	1869,0	1916,3
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	6821,5	7067,3	7274,5	7476,2	7665,3
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

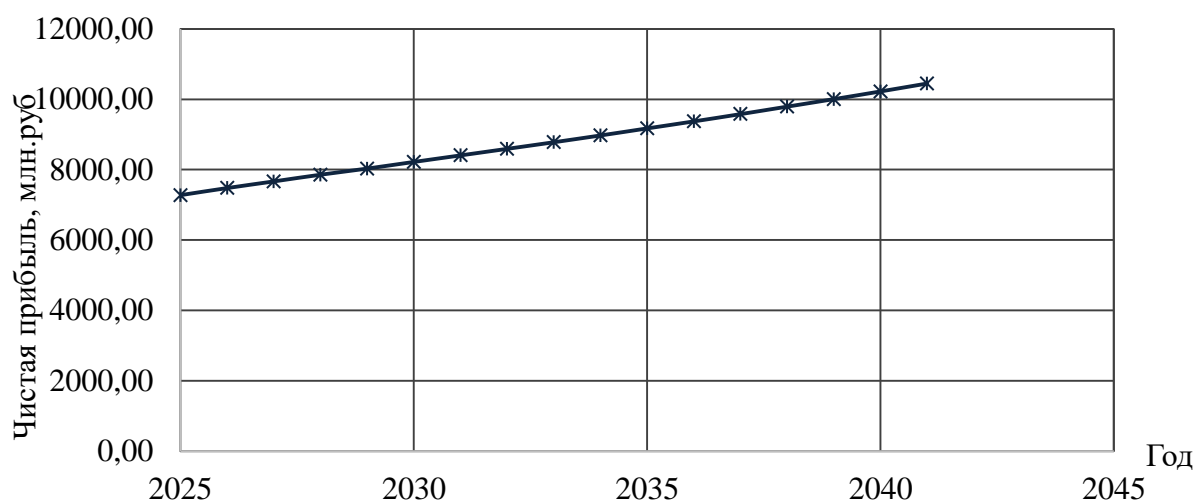


Рисунок 38 – Чистая прибыль, млн. руб

Рост прибыли можно объяснить тем что планомерно растёт цена по ЕСУ.

## 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 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.)

### 7.5.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии:

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

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

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Ключевской ГЭС составляет 24 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 32.

Таблица 32 - Показатели эффективности реализации проекта «Олекминской ГЭС на реке Олекма»

Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	79
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	32501,1
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,45
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.321
Удельные капиталовложения, руб/Квт	6812,31

### 7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 33.

Таблица 33 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн. Рублей	1824,42	3570,29	3674,62	3770,50	3860,68
В региональный бюджет, млн. Рублей	7,81	1,43	1,14	0,91	0,69
Итого налоговых поступлений, млн. Рублей	1832,38	3571,87	3675,91	3771,56	3861,52

## 7.6 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 34.

Таблица 34 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

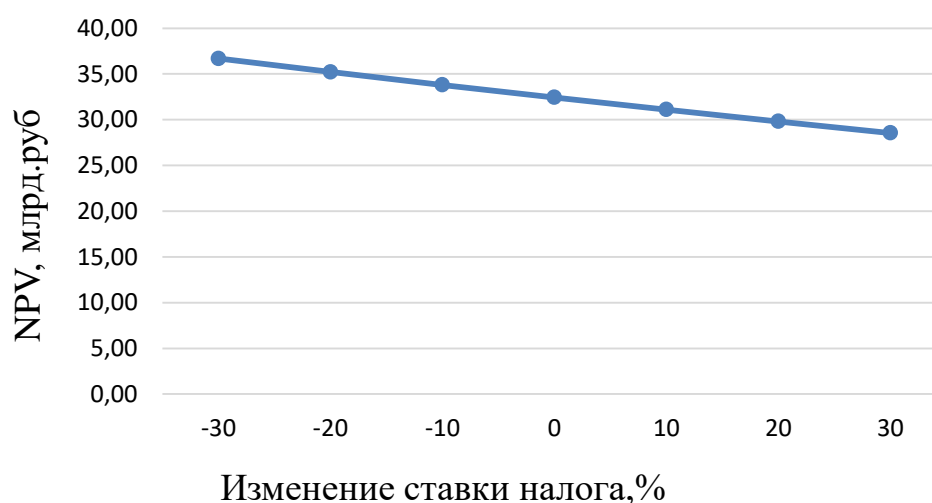


Рисунок 39-ИзменениеNPV в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины NPV.

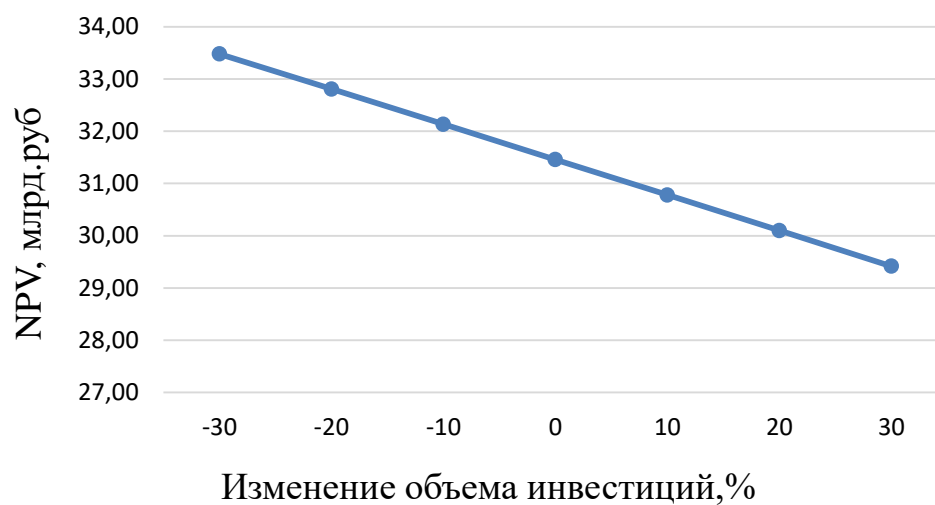


Рисунок 40 - Сумма NPV отв. зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций - уменьшение величины PI.

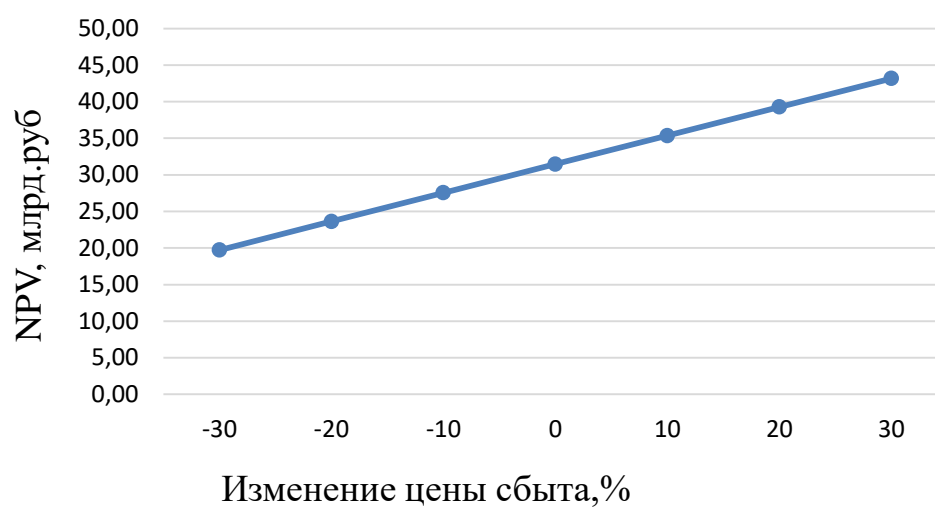


Рисунок 41-Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличений цены сбыта – увеличение величины PI.

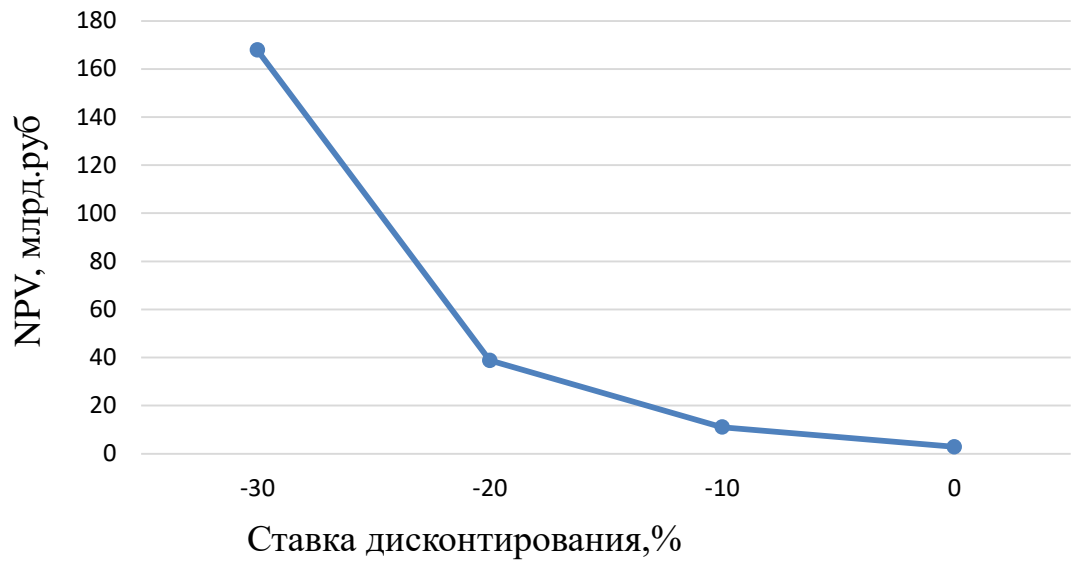


Рисунок 42 - Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

## 8 Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона

Напряженно состояние плотины формируется не только за счет статических и динамических нагрузок, но также и температурных воздействий.

Процесс твердения бетонной смеси происходит с выделением тепла, причиной выделения его является реакция экзотермии. При проектировании ГТС как правило тепловыделение бетона считается как негативный фактор, поскольку оно приводит к значительному само разогреву ядра бетонного блока. Последующее естественное остывание бетонного массива приводит к неравномерному распределению температуры и как следствие образованию температурных напряжений в блоке. Во многих крупных гравитационных плотинах (Красноярская, Мамаканская Братская) наблюдались температурные трещины. Максимальная интенсивность тепловыделения наблюдается в первые сутки, и основное выделение тепла происходит в первую неделю, а к месячному возрасту выделение тепла настолько ничтожно, что может практически не учитываться. В дальнейшем происходит остывание блока до эксплуатационных температур под действием внешних сил (вода, воздух).

По высоте плотины можно выделить 3 зоны – контактная расположенная на высоте до 0,2 наибольшего размера блока в плане, переходная расположенная на удалении 0,2-0,5 наибольшего размера блока в плане и свободная удаленная более чем на 0,5 размера блока.

Контактная зона считается защемленной, в ней деформации вызванные изменением температуры не могут развиваться свободно, и возникает напряжения. При достижении значительных значений они могут вызвать трещинообразование.

Во всех зонах допускается разность температур между центральной частью и боковой поверхностью не более 16°C, разность между центральной частью и горизонтальной поверхностью не должна превышать 14°C.

При укладке бетона на старую бетонную кладку уже набравшую свою прочность возникает напряжения, как и в контактной зоне приводящие к трещинообразованию.

Для предотвращения трещинообразования и нарушения монолитности плотины в строительный период при проектировании разрабатывается комплекс технологических мероприятий, к которым относятся:

- 1) Регулирование тепловыделения бетона;
- 2) Подогрев и охлаждение составляющих бетонной смеси;
- 3) Защита поверхности бетона от интенсивного охлаждения или нагрева;
- 4) Варьирование высоты блоков;
- 5) Повышение прочности бетона на растяжение.
- 6) Регулирование температуры уложенного бетона;

## 8.1 Регулирование тепловыделения бетона

Регулирование тепловыделения бетонной кладки следует осуществлять как путем уменьшения общего количества теплоты экзотермии, выделяющейся при твердении бетона, так и путем изменения кинетики тепловыделения. Это может достигаться за счет использования специальных цементов (цементы с умеренной и низкой экзотермией), снижения расхода цемента в бетоне, применения пластифицирующих и воздухововлекающих добавок, золы-уноса, добавок замедляющих или ускоряющих твердение бетона.

## 8.2 Подогрев и охлаждение бетонной смеси

Как правило составляющие бетонной смеси охлаждаются летом и подогреваются в холодное время года для достижения температуры 5-10°C при подаче в блок бетонирования с учетом тепловых потерь или нагрева смеси во время транспортировки до блока.

Температуру на выходе из бетонного завода определяться по формуле:

$$T_{\text{бет смеси}}^{\text{треб}} = T_{\text{бет в блок}}^{\text{треб}} + \Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{укл.}} + \Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{транс.}} \quad (338)$$

где  $\Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{укл.}}$  – тепловые потери при укладке бетонной смеси,

$\Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{транс.}}$  – тепловые потери при транспортировке бетонной смеси

$T_{\text{бет в блок}}^{\text{треб}}$  – требуемая температура в блоке.

Для зимних условий Якутии принимается

$$\Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{укл.}} + \Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{транс.}} = 0,5T_{\text{нач}} = 0,5 \cdot 5 = 2,5^\circ\text{C} \quad (339)$$

$$T_{\text{бет смеси}}^{\text{треб}} = T_{\text{бет в блок}}^{\text{треб}} + \Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{укл.}} + \Delta T_{\text{б.с.}}^{\text{транс.}} = 5 + 2,5 = 7,5^\circ\text{C} \quad (340)$$

Снижение температуры смеси производить с помощью охлаждающей установки на бетонном заводе. Установка включает в себя несколько устройств, для охлаждения заполнителей путем обрызгивания их холодной водой, а также для охлаждения воды затворения и приготовления искусственного чешуйчатого льда. В связи с тем, что в Якутии большую часть времени преобладает холод целесообразно провести расчет подогрева заполнителей:

$$T_{\text{б.с.}} = 0,25T_{\text{п}} + 0,55T_{\text{к.з.}} + 0,10T_{\text{в}} + 0,10T_{\text{ц}} \quad (341)$$

где  $T_{\text{п}}$  – температура песка,

$T_{\text{к.з.}}$  – температура крупного заполнителя,

$T_{\text{в}}$  – температура воды,



$T_{ц}$ —температура цемента.

Зимой составляющие бетонной смеси хранятся на неотапливаемом складе и если их не подогреть, то цементный раствор будет иметь температуру:

$$\begin{aligned} T_{б.с.} &= 0,25T_{п} + 0,55T_{к.з.} + 0,10T_{в} + 0,10T_{ц} = \\ &= 0,25 \cdot (-20^{\circ}\text{C}) + 0,55 \cdot (-20^{\circ}\text{C}) + 0,10 \cdot (4^{\circ}\text{C}) + 0,10 \cdot (5^{\circ}\text{C}) = \\ &= -15,1^{\circ}\text{C} \end{aligned} \quad (342)$$

Такая температура не допустима при укладке блоков.

Как видно из формулы следует, что наибольшее влияние на температуру бетонной смеси оказывает крупный заполнитель (55%) и наименьшее температура воды и цемента (10%). Из всех составляющих проще всего нагреть воду. Целесообразно принять следующую последовательность подогрева компонентов:

- Вода (Допустим нагрев до  $+85^{\circ}\text{C}$ );
- Крупный заполнитель (Допустим нагрев до  $+50^{\circ}\text{C}$ );
- Песок (Допустим нагрев до  $+60^{\circ}\text{C}$ ).

$$\begin{aligned} T_{б.с.} &= 0,25T_{п} + 0,55T_{к.з.} + 0,10T_{в} + 0,10T_{ц} = \\ &0,25 \cdot (-20^{\circ}\text{C}) + 0,55 \cdot (+2^{\circ}\text{C}) + 0,10 \cdot (+84^{\circ}\text{C}) + 0,10 \cdot (+5^{\circ}\text{C}) = \\ &= 7,5^{\circ}\text{C} \end{aligned} \quad (343)$$

Для достижения температуры в  $7,5^{\circ}\text{C}$  достаточно нагреть воду до  $84^{\circ}\text{C}$  и крупный заполнитель до температуры в  $+2^{\circ}\text{C}$ , нагрев песка не требуется.

Подогрев воды будет осуществляться в электро-бойлерных установках, подогрев крупного заполнителя в воздушных установках.

Для бетонной смеси без добавок-регуляторов схватывания время транспортирования смеси от момента ее приготовления, до момента подачи в блоки сооружения ориентировочно не должно превышать значений, указанных в таблице 35.

Таблица 35 – возможная длительность транспортировки бетонной смеси

Температура бетонной смеси и наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Предельно допустимая продолжительность транспортирования смеси, ч
5-10	1,5
10-15	1,25
15-20	0,75
20-25	0,5

### 8.3 Защита поверхности

Мерой снижения максимальных температур летом в уложенном бетоне является затенение открытых поверхностей на расстоянии 2-8м от поверхности, что позволяет снизить температуру воздуха над бетоном в наиболее жаркие дни на 4-5 °С по сравнению с температурой наружного воздуха.

Зимой над блоками рекомендуется устраивать тепляки с обогревающими калориферами, для поддержания температуры 5-10°С. Тепляк представляет собой коробку у которой боковые стены это опалубка, а перекрытием является инвентарные утепленные щиты. Опираются щиты будут на трехгранные решетчатые стойки сваренные из арматурной стали. В месяцы когда температура не будет падать ниже -10°С, допустимо не устраивать тепляки. Тепляк будет сохраняться 2-3 суток над забетонированным блоком.

Как правило, с наступлением зимнего периода (сентября-мая) устанавливается утепленная опалубка с меньшим коэффициентом теплопередачи и применяется периферийный обогрев ребер блока, но в связи с тем, что в Якутии очень суровый климат и теплых месяцев очень мало целесообразно использовать утепленную опалубку круглый год. Основное требование, предъявляемое к опалубке, сводится к обеспечению максимальной индустриализации опалубочных работ. Этим требованиям, как известно, отвечает консольная опалубка(Саянского типа)таких размеров и массы, при которых обеспечивается минимальный объем работа непосредственно в блоке. Такая опалубка исключает затраты времени на распалубливание, позволяя тем самым сократить цикл подготовки блока к бетонированию.

Для суровых климатических условий с температурой наружного воздуха ниже -45°С, коэффициент теплопередачи опалубки должен быть не больше чем 0,5 ккал/((м<sup>3</sup>\*ч)°С):

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\delta_i}{\lambda_i}} \quad (344)$$

где  $\delta_i$ —толщина слоя ограждения, м.;

$\alpha$ —коэффициент внешней теплопередачи;

$\lambda_i$ —коэффициент теплопроводности материала каждого слоя ограждения, ккал/((м\*ч)°С), зависящий от скорости ветра.

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{1}{K} - \frac{1}{\alpha} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{35} = 1,97 \quad (345)$$

$$\frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{\delta_{дер}}{\lambda_{дер}} + \frac{\delta_{фрп}}{\lambda_{фрп}} = \frac{0,04}{0,15} + \frac{0,051}{0,03} = 1,97 \quad (346)$$

Как видно из расчетов при толщине слоя дерева в 4 мм, достаточно применить ФРП1 толщиной 5,1 мм для правильной теплопередачи опалубки.

#### **8.4 Регулирование температуры уложенного бетона**

Добиваются 2 способами:

К первому способу относятся естественное или искусственное поверхностное охлаждение блоков бетонирования, дающая возможность рассеять достаточно большую часть теплоты блоков бетонирования, но только в том случае, если блоки имеют небольшую высоту. При блоках высотой 0,75-1,5 м поверхностное охлаждение, особенно искусственное, может быть очень эффективным средством снижения максимальных температур в бетонной кладке. Блоки малой высоты уложенные на скалу или старый бетон будут 1,5 м и их охлаждение будет целесообразно поверхностным способом.

При поверхностном охлаждении должно обеспечиваться равномерное распределение воды на поверхности бетона с разницей температур не более 3-4 °С. Сухие места не допускаются.

Поверхностный способ подразделяется по количеству воды на полив и увлажнение.

Ориентировочный расход полива воды составляет 5-10 л/с на 1000 м<sup>2</sup> поверхности блока в условиях затенения шатром и 15- 20 л/с на незатененных участках.

Ориентировочный расход воды при увлажнении составляет 0,02-0,05 л/с на 1000 м<sup>2</sup> поверхности блока в условиях затенения шатром и 0,1-0,3 л/с на незатененных участках.

Полив бетона следует начинать через 8-12 ч или непосредственно после снятия цементной пленки и осуществлять непрерывно с прекращением за 10-12 ч до укладки смежного по высоте блока или по достижении требуемой температуры в блоке. После этого поверхность бетона должна поддерживаться во влажном состоянии вплоть до момента укладки бетона.

Ко второму способу охлаждения бетонных массивов относятся, циркуляция воды по заложенным в кладку трубам, широко распространено в плотине строении. Оно применялось при возведении плотин в США, Австралии, Швейцарии, России и других странах. Позволяет регулировать температуру внутри бетонного массива.

Система труб представляет собой ряд горизонтальных змеевиков с шагом 0,75 –2,0 м. Расстояние между змеевиками по вертикали обычно равно высоте блоков (0,75–3,0 м). Диаметр труб преимущественно равен 25-35 мм (0,025-0,035 м). Отличительной чертой трубного охлаждения является то, что это практически единственный способ, который позволяет регулировать температуру внутри бетонного массива.

Трубное охлаждение проводится сразу после укладки бетона, когда необходимо предотвратить резкое повышение температуры бетона вследствие гидратации цемента. Это служит для увеличения температурной трещино

стойкости конструкции. Продолжительность этого этапа составляет обычно недели. Допустимый темп охлаждения бетона составляет не более  $1^{\circ}\text{C}/\text{сутки}$  (в контактной зоне -  $0,5^{\circ}\text{C}/\text{сут}$ ). Разность между температурой бетона и средней температурой охлаждающей воды (с учетом нагрева ее в змеевиках) не должна превышать  $20^{\circ}\text{C}$ ,

Трубы-змеевики могут укладываться на основание бетонируемого блока либо в процессе его бетонирования на поверхности укладываемых слоев. Длина змеевика не должна превышать 350 м, оптимальной длиной следует считать 165-225 м.

Порой увеличения шага змеевика - от  $1,5 \times 1,5$  к  $2,25 \times 2,25$  м – позволяет снизить стоимость  $1 \text{ м}^3$  бетона, но это должно быть обоснованно технико-экономическими показателями.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При расчете дипломного проекта были рассчитаны основные элементы Олекминского гидроузла на реке Олекма.

Плотина высотой 119 м является сооружением первого класса.

В водно-энергетическом расчете на основе исходных данных гидрологии была рассчитана установленная мощность. Установленная мощность ГУ составила 1078 МВт. Олекминская ГЭС работает как в базовой части нагрузки энергосистемы (по ВКХ), так и в пиковой его части. В результате регулирования стока была определена отметка НПУ = 360, ФПУ = 361, УМО = 337,8

В качестве основного оборудования здания ГЭС была принята к установке РО 115–В-600 работающая при минимальном напоре в 79,5 м и максимальном в 90,6. Количество агрегатов – 4

Компоновка гидроузла – русловое с приплотинным зданием ГЭС. В створе гидроузла будут находиться водосбросная, станционная часть, глухая бетонная левобережная и глухая грунтовая правобережная плотина с асфальтобетонной диафрагмой.

В состав сооружений входит:

- Глухая левобережная плотина длиной 190 м
- Станционная плотина длиной 126 м
- Глухая плотина длиной 34 м
- Водосбросная плотина длиной 60 м
- Правобережная грунтовая плотина 805 м

Все бетонные сооружения плотины имеют вертикальную напорную грань, заложение низовой грани составляет 0,78. Ширина по основанию составляет 85 м. Плотина разрезана на секции по 20 метров и столбов по 17 метров каждый для предотвращения образования трещин. Ширина гребня составляет 30 метров, что позволяет разместить на нем подъемный кран, двухстороннюю дорогу. В целях безопасности на гребне предусмотрены перила.

По высоте бетонных плотин предусмотрено 5 галерей через каждый 20 метров высоты: на отметках 254, 274, 294, 314, 334 м. Они предназначены для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона, уплотнения швов, размещения КИА, и различного рода коммуникаций. Ширина и высота принимается равной 3 м для возможности провоза оборудования через тело плотины. На отметке 254 м, где расположена дренажная галерея, будет собираться вода со всех верхних галерей и отводиться в нижний бьеф с помощью насосов.

Для снижения противифльтрационного давления на подошву плотины, заглубленной на 2 метра относительно дна реки, предусмотрена двухрядная цементационная завеса толщиной 6 м на глубину 63 м и дренаж на расстоянии 3,5 м от второго ряда цементационной завесы.

Водосбросная плотина имеет 3 пролета по 16 м каждый. Быки приняты толщиной по 4 м каждый и разрезаны по оси. Омоноличивание швов для работы

плотины как цельного строения проводится в виде бетонируемых объемных швов шириной 1,4м. В быках предусмотрены пазы для плоских рабочих и ремонтных затворов высотой 18м. Отметка гребня водослива равна 342м.

Гашение кинетической энергии потока выполняется отбросом струи с носка-трамплина на расстояние – 129м, безопасное для сооружения. Глубина ямы размыва 43м.

Грунтовая плотина с бетонными сооружениями напорного фронта сопрягается устоем. Длина сопрягающего устоя равна 260м.

В результате расчета технико-экономических показателей получили следующие значения: Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 288 месяца (24лет), а период окупаемости- 78 месяцев (6,5лет), себестоимость эл.энергии составляет 0.321 руб/Квт\*ч, удельные капиталовложения 6812,1 руб/Квт.

В качестве спецвопроса были рассмотрены технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона. Были рассмотрены и описаны все технологические методы борьбы с температурным напряжениями. Были рассчитаны и приняты мероприятия по предотвращению образования трещин на Олекминском ГУ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов. СШФ КГТУ, 2005г.
2. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т./Под ред. Ю. С. Васильева, Д.С.Щавелева – Т.1.Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 400 с.
3. СНиП 2.06.04 – 82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с.
4. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения . Основные положения/ Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 24 с..
5. Кисилев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам – «Энергия» Москва 1972.
6. СНиП 2.06.06 – 85 Плотины бетонные и железобетонные / Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 1996. – 64с.
7. Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982.
8. СНиП 2.06.08 – 87 Бетонные и железобетонные конструкции ГТС/ Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 1988. – 87с.
9. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
10. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
11. Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
12. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
13. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996.
14. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01 -2003.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
15. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
16. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП2.06.06 - 85) - М.: Минрегион России, 2012.
17. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы, под редакцией д.т.н., проф. В.И. Телешева, АСВ, М.. 2012
18. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
19. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на

основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

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

21. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Итерация маловодного и средневодного года

Таблица А.1 – Итерация маловодного года

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Месяц	Q пол	Q ф	Q хол	Q вдхр	Q ГЭС	Q ВКХ	Q НБ	Vнач	ΔV	Vкон	(Звб)нач	(Звб)кон	(Звб)сред	Zнб	H	НГЭС	Нгар
8	Август	232	3	0	370	602	605	605	30,99	0,96	30,03	360,00	358,50	359,25	256	103	528	по ВКХ
9	Сентябрь	268	3	0	334	602	605	605	30,03	0,87	29,16	358,50	357,22	357,86	256	102	520	по ВКХ
10	Октябрь	312	3	0	338	650	605	653	29,16	0,88	28,29	357,22	356,00	356,61	256	100	554	554
11	Ноябрь	173	3	0	647	820	303	823	28,29	1,68	26,61	356,00	353,82	354,91	259	96	670	670
12	Декабрь	63	3	0	868	931	303	934	26,61	2,25	24,36	353,82	351,01	352,42	259	93	737	737
1	Январь	37	3	0	929	966	303	969	24,36	2,41	21,95	351,01	347,76	349,39	259	90	738	738
2	Февраль	36	3	0	874	910	303	913	21,95	2,27	19,69	347,76	344,19	345,98	259	87	671	671
3	Март	36	3	0	743	779	303	782	19,69	1,93	17,76	344,19	340,71	342,45	258	84	556	556
4	Апрель	39	3	0	563	602	605	605	17,76	1,46	16,30	340,71	337,84	339,28	258	82	418	по ВКХ
5	Май	1812	3	0	-1210	602	605	605	16,30	-3,14	19,44	337,84	343,77	340,80	258	83	426	по ВКХ
6	Июнь	4375	3	0	-3773	602	605	605	19,44	-9,78	29,22	343,77	357,30	350,53	256	94	483	по ВКХ
7	Июль	1288	3	0	-683	605	605	608	29,22	-1,77	30,99	357,30	360,00	358,66	256	103	527	по ВКХ
					0							360,00						

Таблица А.2 – Итерация средневодного года

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Месяц	Q пол	Q ф	Q хол	Q вдхр	Q ГЭС	Q ВКХ	Q НБ	Vнач	ΔV	Vкон	(Звб)нач	(Звб)кон	(Звб)сред	Zнб	H	НГЭС	Нгар
8	Август	477	3	0	150	627	605	630	30,99	0,39	30,60	360,00	359,39	359,70	256	103	551	528
9	Сентябрь	458	3	0	150	608	605	611	30,60	0,39	30,21	359,39	358,78	359,09	256	103	532	520
10	Октябрь	586	3	0	150	736	605	739	30,21	0,39	29,82	358,78	358,19	358,48	257	102	637	554
11	Ноябрь	253	3	0	700	953	303	956	29,82	1,81	28,01	358,19	355,62	356,90	259	97	790	670
12	Декабрь	127	3	0	900	1027	303	1030	28,01	2,33	25,67	355,62	352,66	354,14	260	94	824	737
1	Январь	49	3	0	1000	1049	303	1052	25,67	2,59	23,08	352,66	349,34	351,00	260	91	812	738
2	Февраль	49	3	0	950	999	303	1002	23,08	2,46	20,62	349,34	345,73	347,54	260	88	746	671
3	Март	49	3	0	900	949	303	952	20,62	2,33	18,29	345,73	341,70	343,72	259	84	680	556
4	Апрель	58	3	0	761	819	605	822	18,29	1,97	16,31	341,70	337,87	339,79	259	81	564	418
5	Май	2192	3	0	-1250	942	605	945	16,31	-3,24	19,55	337,87	343,97	340,92	259	82	653	426
6	Июнь	4605	3	0	-3800	805	605	808	19,55	-9,85	29,40	343,97	357,57	350,77	257	94	643	483
7	Июль	1792	3	0	-611	1181	605	1184	29,40	-1,58	30,99	357,57	360,02	358,80	258	101	1010	527
					0							360,00						

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**Главная универсальная характеристика для РО115-В-600**

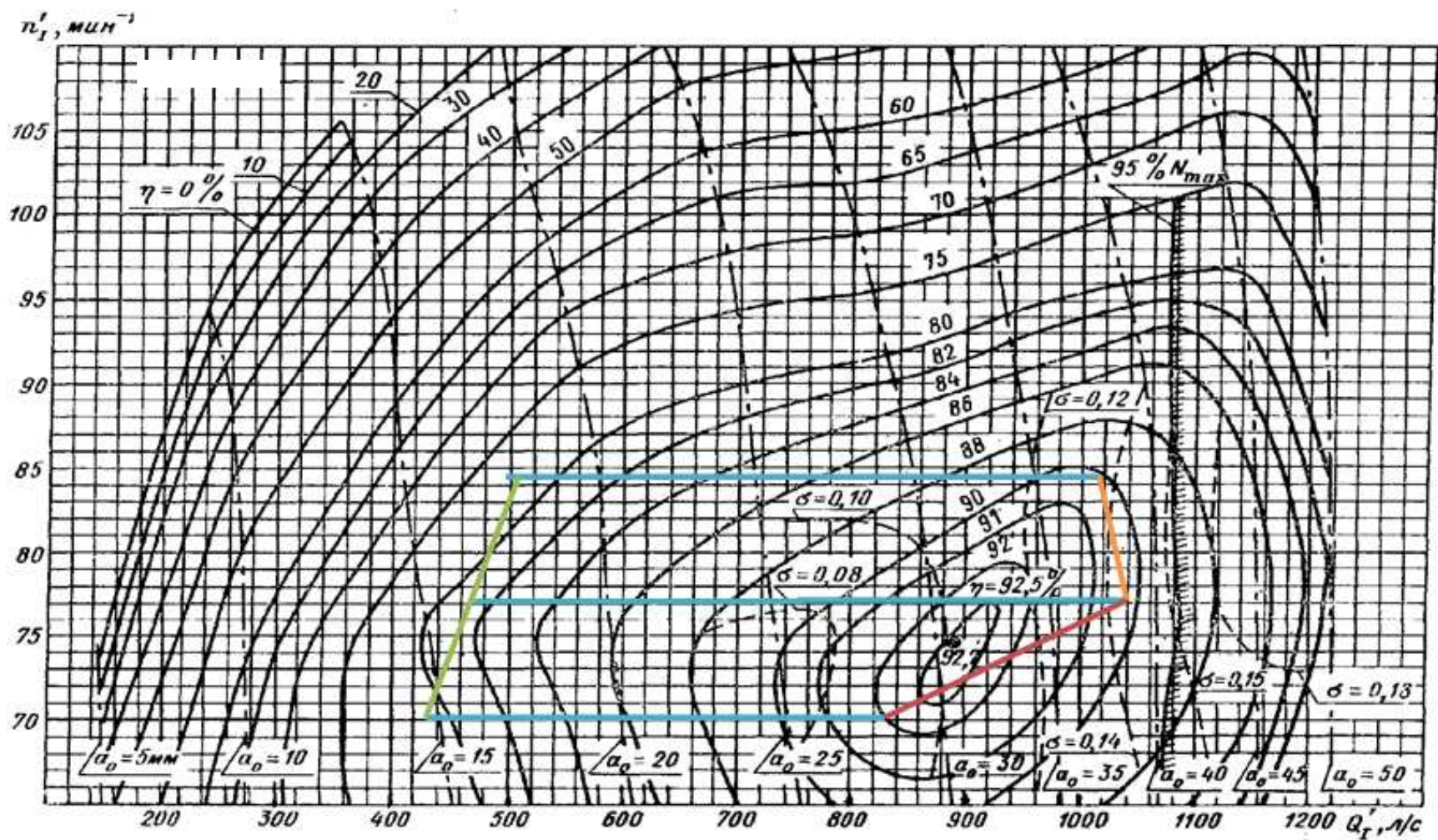


Рисунок Б.1 – ГУХ для РО115-В-600

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Расчеты кривой скольжения нижнего бьефа**

Таблица В.1 – Результаты расчёта для точки 0

Номер отсека	$h_b$	$h_2$	$h_1$	$G_n$	$\cos\alpha$	$\sin\alpha$	$G_n \cdot \cos\alpha$	$G_n \cdot \sin\alpha$	$P_n$	$C_n$	$C_n \cdot B_n / \cos\alpha$	[8]-[10]	[13] · tgφ	[14]+[12]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]	[14]	[15]
0	2,00	17,00	0,61	5805,26	1,00	0,00	5805,26	0,00	3893,00	0,00	0,00	1912,26	1604,58	1604,58
1	0,00	17,85	9,45	9750,25	0,99	0,10	9696,83	1019,18	4110,17	0,00	0,00	5586,67	4687,77	4687,77
2	0,00	14,37	20,90	14089,45	0,98	0,21	13781,57	2929,36	3364,25	0,00	0,00	10417,32	8741,17	8741,17
3	0,00	8,45	32,35	17702,27	0,95	0,31	16835,86	5470,30	2034,63	0,00	0,00	14801,23	12419,71	12419,71
4	0,00	1,15	43,67	20843,24	0,91	0,41	19041,24	8477,71	288,27	0,00	0,00	18752,97	15735,61	15735,61
5	0,00	0,00	43,54	20439,85	0,87	0,50	17701,43	10219,93	0,00	0,00	0,00	17701,43	14853,27	14853,27
6	0,00	0,00	39,82	18693,50	0,81	0,59	15123,36	10987,76	0,00	0,00	0,00	15123,36	12690,00	12690,00
7	0,00	0,00	31,50	14787,68	0,72	0,69	10637,36	10272,38	0,00	0,00	0,00	10637,36	8925,81	8925,81
8	0,00	0,00	16,48	7736,54	0,60	0,80	4655,96	6178,67	0,00	0,00	0,00	4655,96	3906,82	3906,82
9	0,00	0,00	3,23	357,56	0,52	0,86	184,16	306,49	0,00	0,00	0,00	184,16	154,53	154,53
-1	12,36	6,00	0,00	3749,76	1,00	-0,09	3735,49	-326,81	1120,26	0,00	0,00	2615,23	2194,44	2194,44
								Σ55534,97						Σ84413,70

$$k = \frac{\sum T_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\sum T_{сдв} \cdot \gamma_{lc}} = \frac{\sum ([G_n \cdot \cos\alpha - P_n] \cdot \operatorname{tg}\varphi + (C_n \cdot B_n) / \cos\alpha) \cdot \gamma_{cd}}{\sum (G_n \cdot \sin\alpha) \cdot \gamma_{lc}} = \frac{84413,70 \cdot 0,9}{55534,97 \cdot 1} = 1,37$$

Запас составляет 9%, не каких дополнительных действий не требуется

Таблица В.2 – Результаты расчёта для точки 1.

Номер отсека	$h_b$	$h_2$	$h_1$	$G_n$	$\cos\alpha$	$\sin\alpha$	$G_n \cdot \cos\alpha$	$G_n \cdot \sin\alpha$	$P_n$	$C_n$	$C_n \cdot B_n / \cos\alpha$	[8]-[10]	[13] · tgφ	[14]+[12]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]	[14]	[15]
0	0,00	10,52	10,66	7063,17	1,00	0,00	7063,17	0,00	2091,38	0,00	0,00	4971,79	4171,83	4171,83
1	0,00	9,52	20,61	10859,75	0,99	0,10	10800,26	1135,15	1903,00	0,00	0,00	8897,26	7465,68	7465,68
2	0,00	6,50	30,55	14130,21	0,98	0,21	13821,43	2937,84	1321,07	0,00	0,00	12500,36	10489,05	10489,05
3	0,00	1,33	39,64	16498,61	0,95	0,31	15691,11	5098,35	278,01	0,00	0,00	15413,10	12933,13	12933,13
4	0,00	0,00	43,90	17891,01	0,91	0,41	16344,25	7276,93	0,00	0,00	0,00	16344,25	13714,45	13714,45
5	0,00	0,00	44,14	17988,82	0,87	0,50	15578,77	8994,41	0,00	0,00	0,00	15578,77	13072,14	13072,14
6	0,00	0,00	40,87	16656,16	0,80	0,60	13302,20	10023,93	0,00	0,00	0,00	13302,20	11161,87	11161,87
7	0,00	0,00	33,55	13672,97	0,71	0,71	9668,25	9668,25	0,00	0,00	0,00	9668,25	8112,62	8112,62
8	0,00	0,00	20,35	8293,44	0,59	0,81	4874,76	6709,53	0,00	0,00	0,00	4874,76	4090,41	4090,41
9	0,00	0,00	5,85	1061,34	0,48	0,87	514,55	928,27	0,00	0,00	0,00	514,55	431,76	431,76
-1	0,90	9,52	1,26	3152,77	0,99	-0,10	3135,50	-329,55	1903,00	0,00	0,00	1232,50	1034,19	1034,19
-2	5,75	2,23	0,00	523,26	0,98	-0,17	515,31	-90,86	137,00	0,00	0,00	378,32	317,45	317,45
								Σ52352,23						Σ86994,57

$$k = \frac{\sum T_{уд} \cdot \gamma_{cd}}{\sum T_{сдв} \cdot \gamma_{lc}} = \frac{\sum ([G_n \cdot \cos\alpha - P_n] \cdot \text{tg}\varphi + (C_n \cdot B_n) / \cos\alpha) \cdot \gamma_{cd}}{\sum (G_n \cdot \sin\alpha) \cdot \gamma_{lc}} = \frac{52352,23 \cdot 0,9}{86994,57 \cdot 1} = 1,49$$

Запас составляет 19%.



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

## ОТЗЫВ

Руководителя Н.П. Ульянова, старший преподаватель «Саяно-Шушенского филиала Сибирского Федерального университета»

о дипломном проекте «Проектирование Олекминского гидроузла на реке Олекма. Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона»

Тапоева Владислава Сергеевича

Бакалаврская работа, разработанная В.С. Тапоевым, выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 126 листах пояснительной записки, 10 листах чертежей и 2 плакатах. Достаточно подробно разработаны все части работы. Бакалаврская работа содержит следующие разделы: Общая часть; Водно-энергетические расчёты; Выбор основного и вспомогательного оборудования; Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений; Мероприятия по охране окружающей среды; Организация и производство гидротехнических работ; Техничко-экономические показатели; Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также техническим требованиям компании «РусГидро» действующим в настоящее время.

В объеме индивидуального задания были приняты технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона.

Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки.

В процессе работы над дипломным проектом В.С. Тапоев проявил творческий подход к выполнению проекта и самостоятельность в выборе технических решений.

Дипломный проект «Проектирование Олекминской ГЭС на реке Олекма. Технологические мероприятия по регулированию температурного режима бетона» заслуживает положительной оценки.

Дата 22.06.17

  
(подпись)

Лист 1

Стр. 1

Лист 2

Стр. 2

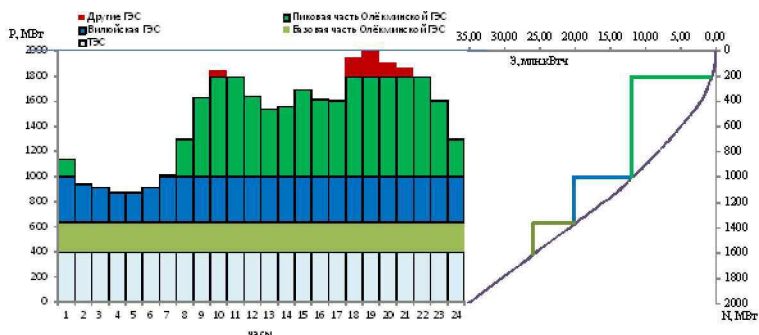
Лист 3

Стр. 3

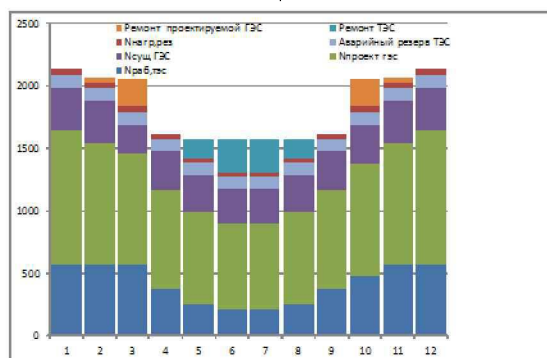
Лист 4

## Выбор установленной мощности Олёкминская ГЭС

График нагрузки и ИКН зимних суток



Баланс мощности



Нуст = 1078 МВт

Эсп. мн. = 6,08 млрд. кВт\*ч

Баланс энергии

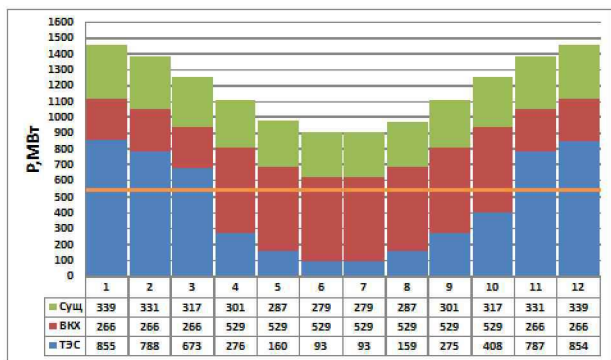
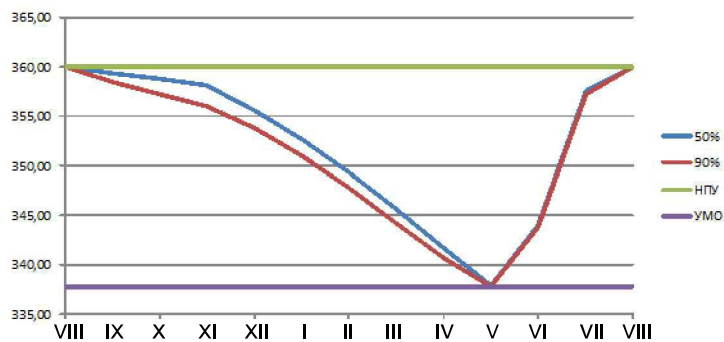


График сработки - наполнения водохранилища



Перед. докумен.

Стр. №

Лист. и всего

Лист. и всего

Всего лист. №

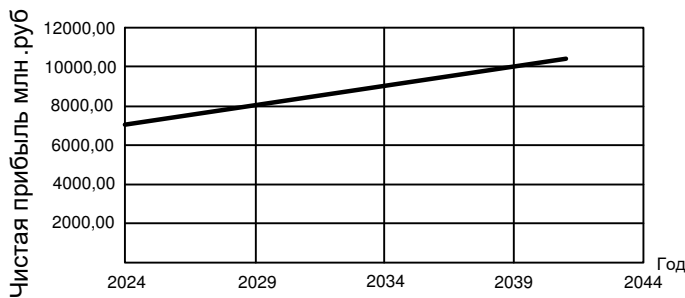
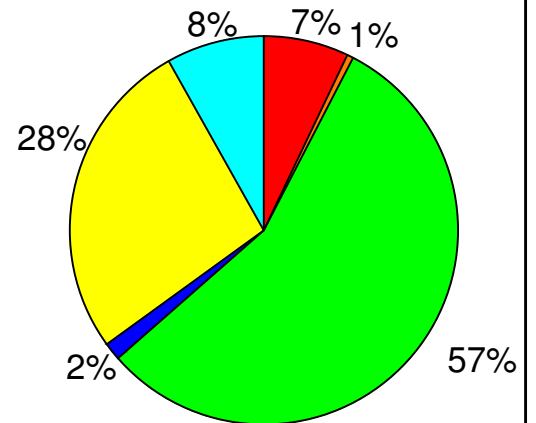
Лист. и всего

Лист. и всего

### Основные технико-экономические показатели строительства Олёкминской ГЭС на р . Олёкма

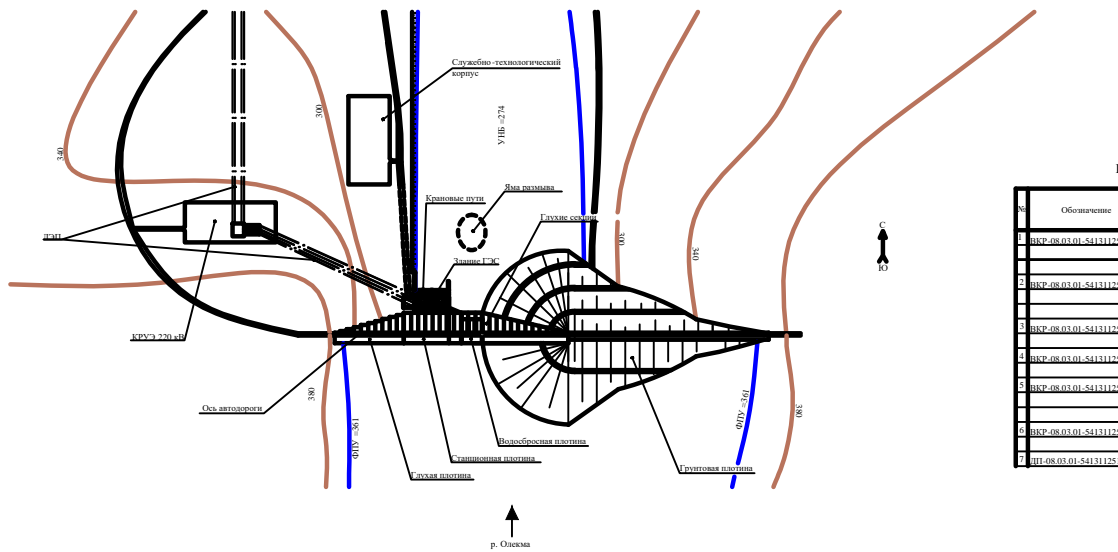
Показатель	Значение
Год начала реализации проекта	2017
Ставка дисконтирования %	11,6
Период окупаемости, мес	79
Чистый приведенный доход NPV млрд.руб	302,5
Индекс прибыльности PI	1,45
Себестоимость ЭЭ руб/Квт*ч	0,321
Удельные капиталовложения руб/кВт	6812,31

Структура текущих затрат по гидроузлу



- Эксплуатационные затраты
- Расходы на ремонт производственных фондов
- Расходы на страхование
- Амортизационные отчисления
- Налог на воду
- Расходы на услуги регулирующих компаний

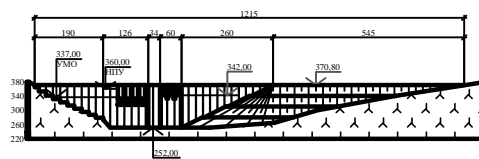
Генеральный план  
1:5000



Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР.08.03.01.541311251 - ГП1	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Возможность состава проекта.	
2	ВКР.08.03.01.541311251 - ГП2	Поперечный разрез стационарной плотины. Основные конструктивные гидроузлы.	
3	ВКР.08.03.01.541311251 - ГП3	Поперечный разрез водосливной плотины. Вид водосливной плотины.	
4	ВКР.08.03.01.541311251 - ГП4	Поперечный разрез и грунтовой плотины. Экспликация сооружений.	
5	ВКР.08.03.01.541311251 - РР	Нагрузки, действующие при расчетном и особом состоянии плотины и сооружений.	
6	ВКР.08.03.01.541311251 - РР	Кривые напряжений в контакте плотины водосливной плотины.	
7	ПТ1.08.03.01.541311251 - ПТ3	Выявление старых записей.	

Вид с верхнего бьефа  
1:5000



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

		ВКР - 08.03.01 - 541311251 - ГП1			
№	Дата	Исполнитель	Проверенный	Лист	Всего листов
1				1	6
		Спецо-Шушневский филиал Сибирского федерального университета			
		Проектирование Новосибирской ГЭС на р. Обь			
		Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Возможность состава проекта		Лист 1 из 6	
				Гидропроект	



### Сводный календарный план строительства

№ п/п	Наименование сооружений	№ п/п	Наименование профилирующих работ или их комплексов	Объемы по этапам	Подгот. период	Этапы основного периода							Закл. период
						I год	II год	III год	IV год	V год	VI год	VII год	
1	Объекты производственной базы	1	Строительство подъездных автодорог	млн. руб.									
		2	Строительство временных ЛЭП	млн. руб.									
		3	Строительство производственной базы	млн. руб.									
2	Перемычки	4	Возведение перемычек первой очереди	270102 м3									
		5	Разборка перемычек первой очереди	142590 м3									
3	Котлован	6	Возведение перемычек второй очереди	147736 м3									
		7	Осушение котлована первой очереди	605332 м3									
4	Водосливная плотина	8	Осушение котлована второй очереди	813120 м3									
		9	Выемка мягкого грунта	10200 м3									
5	Станционная плотина	10	Выемка скального грунта	5100 м3									
		11	Укладка бетона	400020 м3									
6	Глухая секция плотины	12	Выемка мягкого грунта	21420 м3									
		13	Выемка скального грунта	10710 м3									
7	Здание ГЭС и монтажная площадка	14	Укладка бетона	851130 м3									
		15	Выемка мягкого грунта	25080 м3									
8	Грунтовая плотина	16	Выемка скального грунта	12540 м3									
		17	Укладка бетона	350000 м3									
9	Сопрягающий устой	18	Выемка мягкого грунта	39700 м3									
		19	Выемка скального грунта	100000 м3									
10	Водохранилище	20	Укладка бетона	106700 м3									
		21	Монтаж оборудования здания ГЭС	1000000 м3									
11	КРУЭ	22	Разработка основания	113578 м3									
		23	Отсыпка и уплотнение грунта	5153167 м3									
12	Гидрограф реки	24	Выемка мягкого грунта	40800 м3									
		25	Выемка скального грунта	20400 м3									
13	Гидрограф реки	26	Укладка бетона	1600080 м3									
		27	Подготовка ложа водохранилища	млн. руб.									
14	Гидрограф реки	28	Наполнение водохранилища	млн. руб.									
		29	Возведение фундаментов	млн. руб.									
15	Гидрограф реки	30	Монтаж оборудования	млн. руб.									

Служба ГЭС государственной комиссии

СЗ 08.03.01-541311251-ПЭС

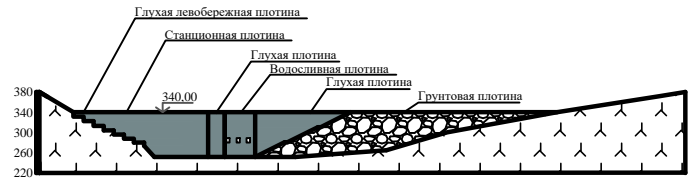
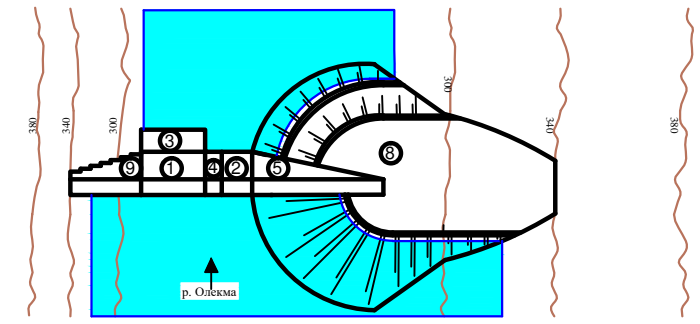
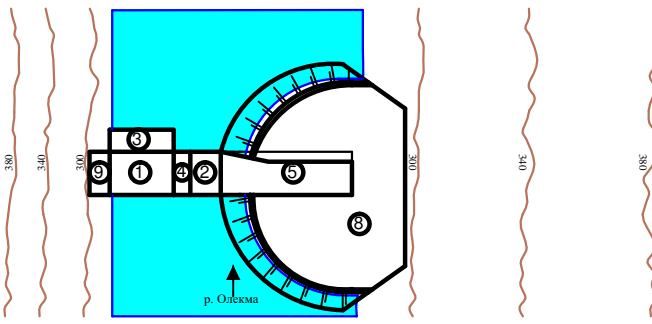
1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311251.ПЭС

ВКР - 08.03.01 - 541311251 - ПОС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Внес.	Испол.	Дата	Статус	Лист
Разраб.	Галова			Проектирование Олбимской ГЭС на р. Олбма	4
Проект.					
Назнач.	Завеса			Сводный календарный план строительства	Кафедра гидросооружений и гидромашин
Упр.	Завеса				Формат А 2

Этапы возведения сооружений  
1:5000

Этап 3



Этап 4



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Стационарная плотина
2	Волосливая плотина
3	Здание ГЭС
4	Глухая плотина
5	Сопрягающий устой
6	Перемычка первой очереди
7	Перемычка второй очереди
8	Грунтовая плотина
9	Глухая левобережная плотина

Условные обозначения

-  - Бетон
-  - Диабаз
-  - Крупная каменная наброска

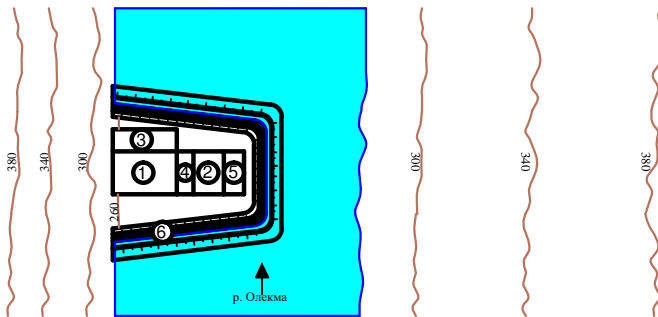
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311251. ПОС

ВКР - 08.03.01 - 541311251 - ПОС			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Имя	Фамилия	Имя	Фамилия
Разработчик	Галюва	Проектирование Олекминской ГЭС на р. Олекма	Статус
Проверенный			Лист
Главный инженер			3
Надзор	Завеса	Учла возведения сооружений (3-4)	Кафедра гидростроев и гидромашин
Учла	Завеса	Экспликация зданий и сооружений	

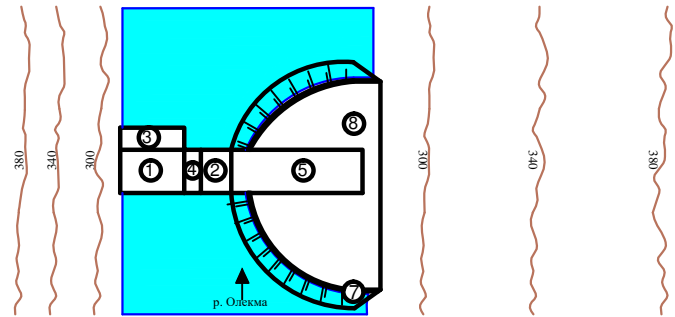
Формат А 2

Этапы возведения сооружений  
1:5000

Этап 1






Этап 2



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Стационарная плотина
2	Волосинная плотина
3	Здание ГЭС
4	Глухая плотина
5	Соприкасающийся устой
6	Перемычка первой очереди
7	Перемычка второй очереди
8	Грунтовая плотина

Условные обозначения

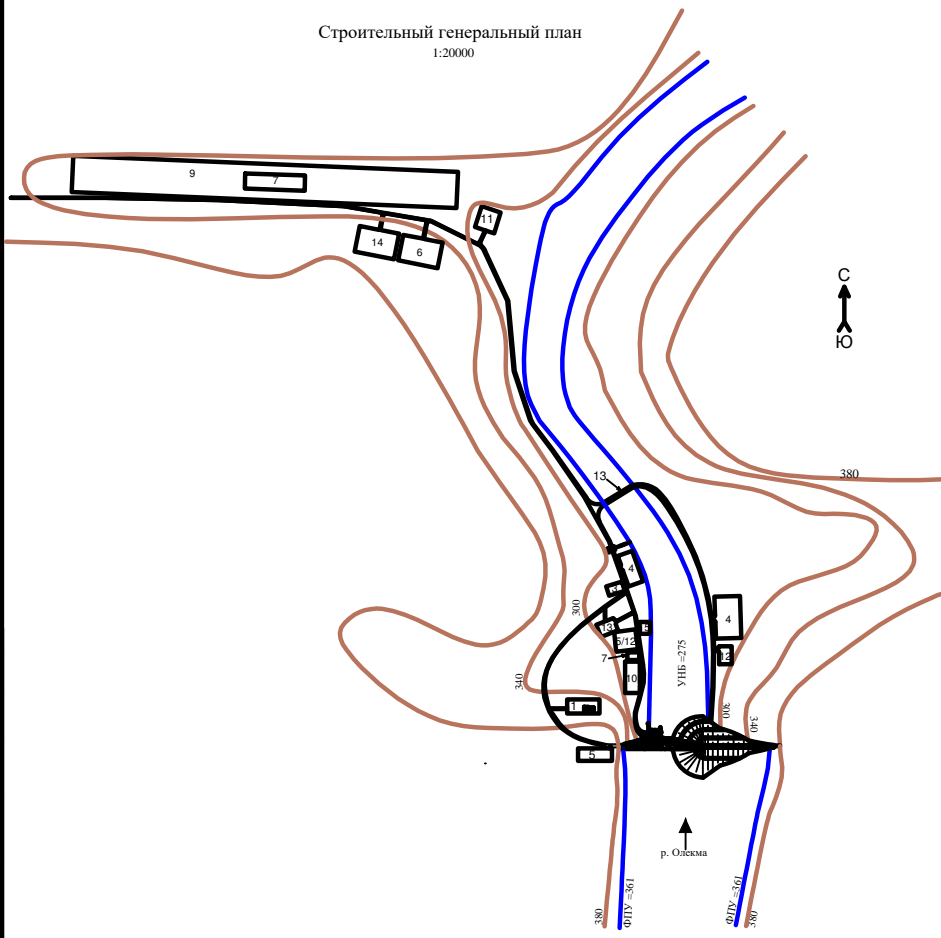
-  - Бетон
-  - Диабаз
-  - Крупная каменная наброска

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311251. ПОС

ВКР - 08.03.01. - 541311251 - ПОС			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Имя	Фамилия	Инициалы	Дата
Разраб.	Галова		
Проект.			
Главпр.			
Надзор.	Завеса		
Учт.	Завеса		
Проектирование Олекминской ГЭС на р. Олекма			Статус
			Лист
			Листов
			2
Этапы возведения сооружений (1-2)			Кафедра
Экспликация зданий и сооружений			гидросооружений и гидромашин

Формат А 2

Строительный генеральный план  
1:20000



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	КРУЭ
2	Монтажная база
3	Ремонтные мастерские
4	Здание автостоянки
5	Бетонный завод
6	Складская база
7	Столовая
8	Мост
9	Жилой поселок
10	База ГМО
11	ЛАЗС
12	Лаборатория
13	Травяно-сопировочный хозяйств
14	База механизации
15	Мед. пункт

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-08.03.01-541311251 - ПОС	Строительный генеральный план	
2	ВКР-08.03.01-541311251 - ПОС	Экспликация зданий и сооружений	
3	ВКР-08.03.01-541311251 - ПОС	Этапы возведения сооружений (1-2)	
4	ВКР-08.03.01-541311251 - ПОС	Этапы возведения сооружений (3-4)	
5	ВКР-08.03.01-541311251 - ПОС	Экспликация зданий и сооружений	
6	ВКР-08.03.01-541311251 - ПОС	Экспликация зданий и сооружений	
7	ВКР-08.03.01-541311251 - ПОС	Сводный календарный план строительства	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

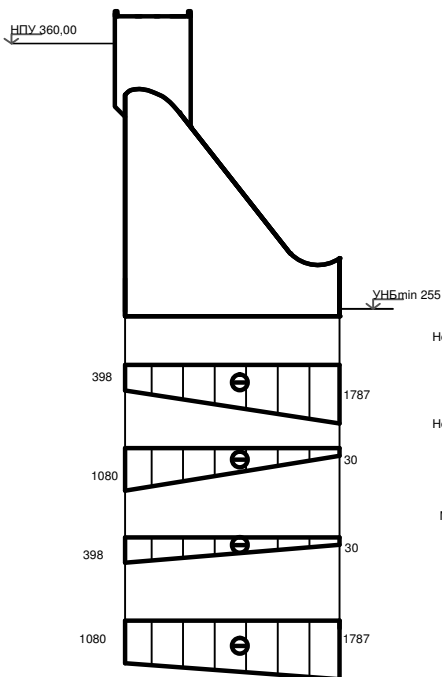
№	Имя	Фамилия	Дата
1	Иванов	И.И.	15.07.14
2	Петров	П.П.	15.07.14
3	Сидоров	С.С.	15.07.14
4	Смирнов	С.С.	15.07.14
5	Соловьев	С.С.	15.07.14
6	Степанов	С.С.	15.07.14
7	Суров	С.С.	15.07.14
8	Тарасов	Т.Т.	15.07.14
9	Тихонов	Т.Т.	15.07.14
10	Толкачев	Т.Т.	15.07.14
11	Трофимов	Т.Т.	15.07.14
12	Федотов	Ф.Ф.	15.07.14
13	Филиппов	Ф.Ф.	15.07.14
14	Харин	Х.Х.	15.07.14
15	Хохлов	Х.Х.	15.07.14
16	Цыганков	Ц.Ц.	15.07.14
17	Чайков	Ч.Ч.	15.07.14
18	Чирков	Ч.Ч.	15.07.14
19	Шабалин	Ш.Ш.	15.07.14
20	Шарипов	Ш.Ш.	15.07.14
21	Шенников	Ш.Ш.	15.07.14
22	Ширшов	Ш.Ш.	15.07.14
23	Шурин	Ш.Ш.	15.07.14
24	Щеглов	Щ.Щ.	15.07.14
25	Щербинин	Щ.Щ.	15.07.14
26	Щукин	Щ.Щ.	15.07.14
27	Югов	Ю.Ю.	15.07.14
28	Юсупов	Ю.Ю.	15.07.14
29	Яковлев	Я.Я.	15.07.14
30	Яковлев	Я.Я.	15.07.14

ВКР-08.03.01-541311251-ПОС				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Имя	Фамилия	Дата	Статус	Лист	Листов		
Разработчик	Иванов		Проектирование	1	4	Олекминской ГЭС на р. Олекма	
Проверенный			Строительный генеральный план			Кафедра гидросооружений и гидромашин	
Надзор	Завеса		Экспликация зданий и сооружений			Ведомость состава проекта	
Учт.	Завеса		Ведомость состава проекта			Формат А 2	

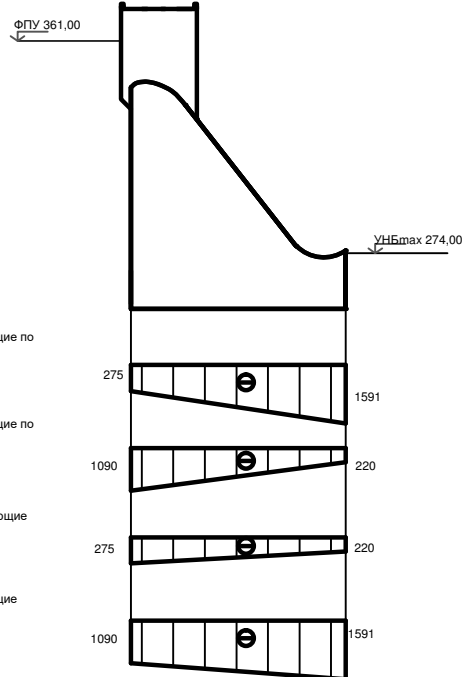
### Краевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины

1:1000

Основное сочетание нагрузок и воздействий



Особое сочетание нагрузок и воздействий



Нормальные напряжения действующие по горизонтальным площадкам

Нормальные напряжения действующие по вертикальным площадкам

Максимальные главные растягивающие напряжения

Максимальные главные сжимающие напряжения

1. Размеры приведены в кПа
2. Отметки на чертеже даны в м.
3. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311251. ГП

ВКР - 08.03.01 - 541311251 - РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Имя	Фамилия	Имя	Фамилия	Имя	Фамилия
Разраб.	Галеев	Провер.	Церемасова	Сталк.	Лист
Генпр.		Исполн.		Дата	Листов
Исполн.		Исполн.		Дата	6
Исполн.		Исполн.		Дата	
Проектирование Олёкминской ГЭС на р. Олёкма				Кафедра гидроэнергетики и гидромашин	
Краевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины					

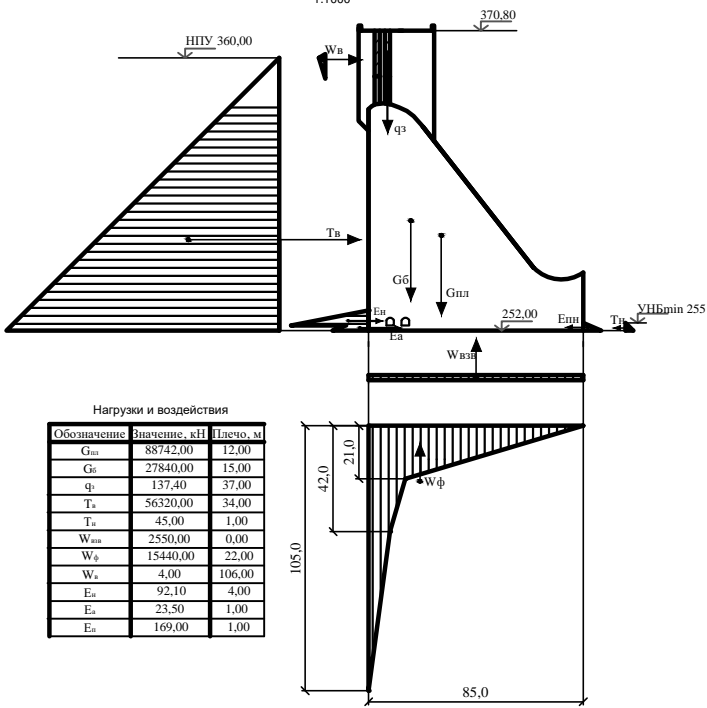
Формат А 2

08.03.01.05.01.01.01.01

Имя Фамилия Имя Фамилия Имя Фамилия

Нагрузки, действующие на водосливную плотину при основном сочетании нагрузок и воздействий

1:1000

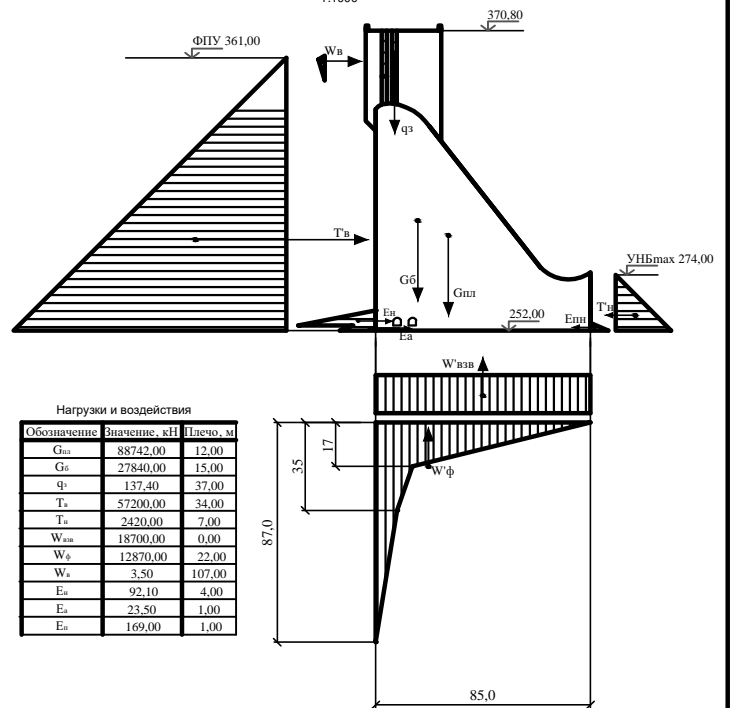


Нагрузки и воздействия

Обозначение	Значение, кН	Плечо, м
G <sub>пл</sub>	88742,00	12,00
G <sub>б</sub>	27840,00	15,00
q <sub>з</sub>	137,40	37,00
T <sub>в</sub>	56320,00	34,00
T <sub>н</sub>	45,00	1,00
W <sub>взв</sub>	2550,00	0,00
W <sub>ф</sub>	15440,00	22,00
W <sub>в</sub>	4,00	106,00
E <sub>а</sub>	92,10	4,00
E <sub>п</sub>	23,50	1,00
E <sub>н</sub>	169,00	1,00

Нагрузки, действующие на водосливную плотину при особом сочетании нагрузок и воздействий

1:1000



Нагрузки и воздействия

Обозначение	Значение, кН	Плечо, м
G <sub>пл</sub>	88742,00	12,00
G <sub>б</sub>	27840,00	15,00
q <sub>з</sub>	137,40	37,00
T <sub>в</sub>	57200,00	34,00
T <sub>н</sub>	2420,00	7,00
W <sub>взв</sub>	18700,00	0,00
W <sub>ф</sub>	12870,00	22,00
W <sub>в</sub>	3,50	107,00
E <sub>а</sub>	92,10	4,00
E <sub>п</sub>	23,50	1,00
E <sub>н</sub>	169,00	1,00

Условные обозначения:

T <sub>в</sub>	Гидростатическое давление со стороны ВВ;
T <sub>н</sub>	Гидростатическое давление со стороны НБ;
G <sub>пл</sub>	Вес плотины;
G <sub>б</sub>	Вес бычка;
q <sub>з</sub>	Вес затвора;
W <sub>взв</sub>	Взвешивающее давление;
W <sub>ф</sub>	Фильтрационное давление;
E <sub>п</sub>	Давление насосов;
W <sub>в</sub>	Волновое давление;
E <sub>а</sub>	Активное давление;
E <sub>п</sub>	Пассивное давление;

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311251.ГП

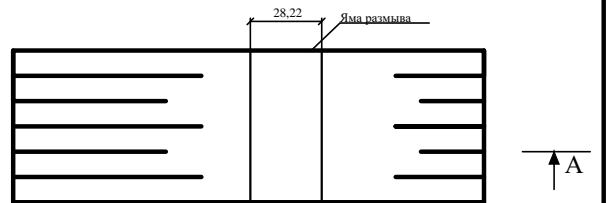
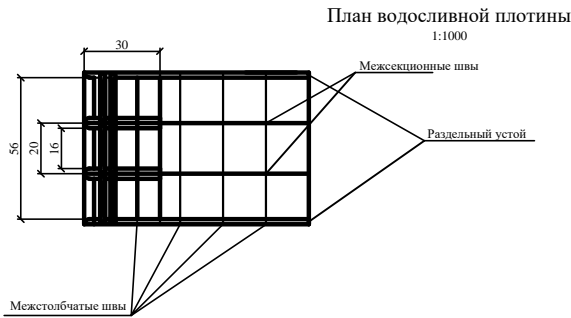
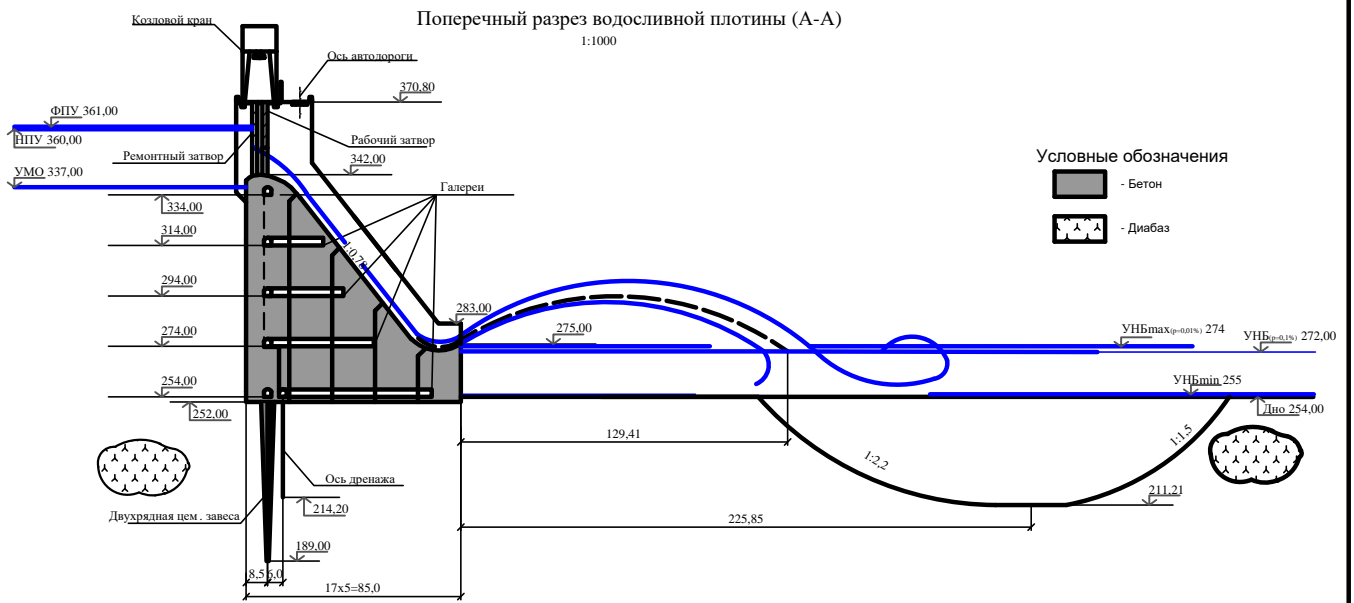
Имя	Фамилия	Дата	Статус	Лист	Листов
Разраб.	Галова		Проектирование	5	
Провер.	Цельмисова		на р. Олёкма		
Главпр.	Завеса		Нагрузки, действующие при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий		Кафедра гидросооружений и гидромашин

Формат А 2

СЗ.81.03.02.01.00

Лист 5 из 5  
Исполнение 1  
Дата 15.07.24  
Инв. № 001/001





1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311251. ГП

ВКР - 08.03.01 - 541311251 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Имя	Фамилия	Имя	Фамилия	Дата	
Разраб.	Галюва	Провер.	Чермакова	Статус	Лист
Генпр.		Исполн.			Листов
Наимпр.	Завеса	Поперечный разрез водосливной плотины .			3
Учр.	Саяно	План водосливной плотины			Кафедра гидроосоружений и гидромашин

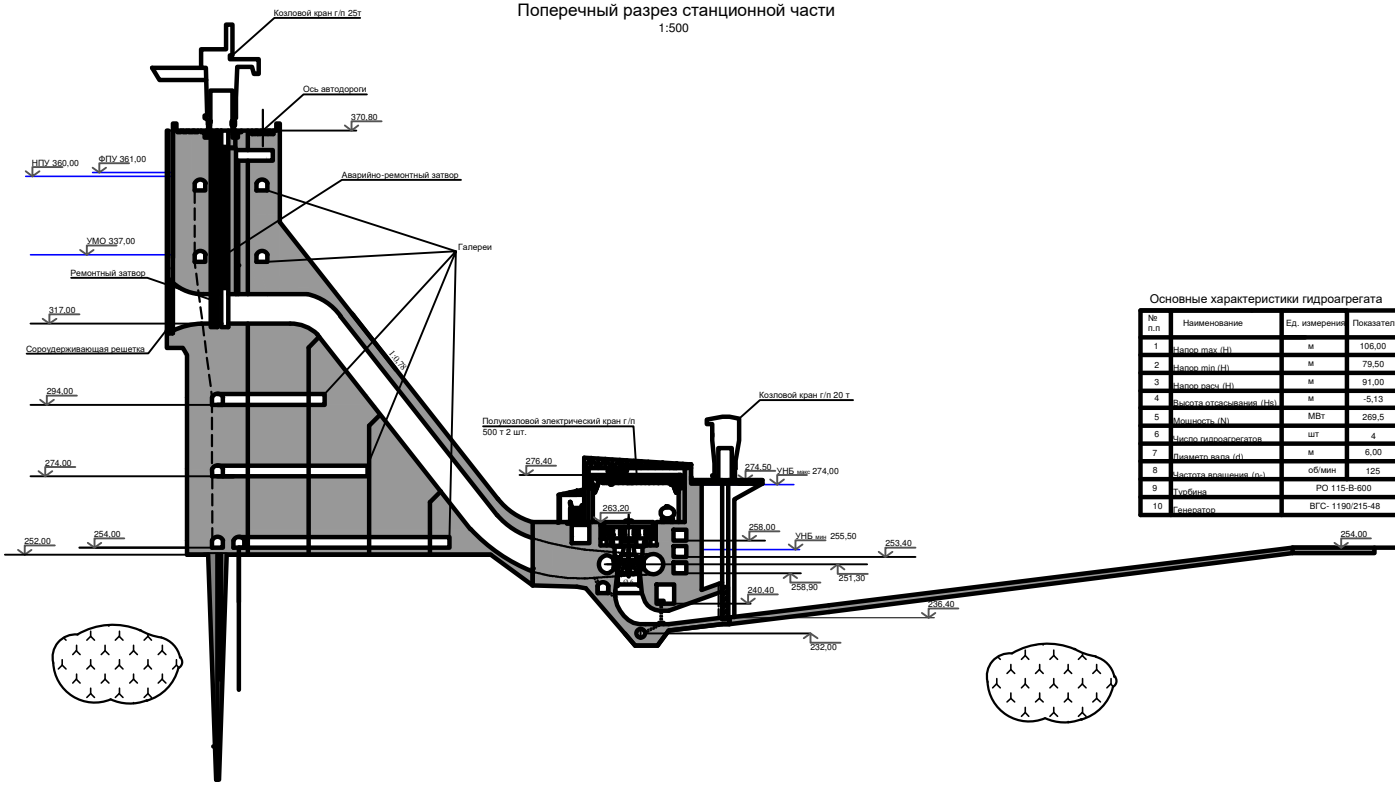
Формат А 2

СЭП 15.07.2014

Имя Фамилия Имя Фамилия Дата



Поперечный разрез станционной части  
1:500



Основные характеристики гидроагрегата

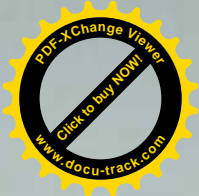
№ п.п.	Наименование	Ед. измерения	Показатели
1	Диаметр шлюза (H)	м	106.00
2	Диаметр шлюза (h)	м	78.50
3	Диаметр вала (H)	м	91.00
4	Высота отрывающей решетки	м	-5.13
5	Мощность (N)	МВт	269.5
6	Число гидроагрегатов	шт	4
7	Диаметр вала (h)	м	6.00
8	Число полюсов (n)	об/мин	125
9	Тип обмотки		РО 115-B-600
10	Генератор		ВГС-1150/215-4Б

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Видимость проекта см. на чертеже ВКР-08.03.01-541311251-ГП

Условные обозначения



ВКР - 08.03.01 - 541311251 - ГП1	
Исполнитель	Степанов Александр Владимирович
Проверенный	Степанов Александр Владимирович
Диспетчер	Степанов Александр Владимирович
Инженер	Степанов Александр Владимирович
Масштаб	1:500
Дата	2024
Лист	2
Кол-во листов	2
Исполнитель	Степанов Александр Владимирович
Проверенный	Степанов Александр Владимирович
Диспетчер	Степанов Александр Владимирович
Инженер	Степанов Александр Владимирович



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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Затеев В.Б. Затеев  
«13» 06 2017г.

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 – Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ  
ОЛЁКМА. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО  
РЕГУЛИРОВАНИЮ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА БЕТОНА**

Руководитель

Ульянова 13.06.17  
подпись, дата

старш. препода. Н.П. Ульянова  
должность, ученая степень

Выпускник

Тапоев 13.06.17  
подпись, дата

В.С. Тапоев

Саяногорск, Черемушки 2017

Продолжение титульного листа ДП по теме Проектирование Олёкми  
гидроузла на реке Олёкма. Технологические мероприятия по регулированию  
температурного режима бетона.

Консультанты

По разделам:

Общая часть

Ульянова 13.06.17 Н.П. Ульянова  
подпись, дата

Водно-энергетические  
Расчеты

Затеева 13.06.17 Е.Ю. Затеева  
подпись, дата

Выбор основного и  
вспомогательного  
оборудования

Масленникова А.В. Масленникова  
подпись, дата

Компоновка гидроузла,  
выбор типа и расчет основных  
сооружений

Пермякова 17.06.17 Л.С. Пермякова  
подпись, дата

Мероприятия по охране природы

Кадычегов 15.06.17 В.А. Кадычегов  
подпись, дата

Технико-экономические показатели

Лапасова 13.06.17 В.В. Лапасова  
подпись, дата

Организация и производство  
Гидротехнических работ

Эклер 14.06.17 Н.А. Эклер  
подпись, дата

Нормоконтролер

Чабанова 22.06.17 А.А. Чабанова  
подпись, дата