

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до проведення практичних занять та організації індивідуальної роботи
щодо виконання розрахунково-графічного завдання
«Проектування пригребельної гідроелектростанції»
з навчальної дисципліни

**«СУЧАСНІ МЕТОДИ ПРОЄКТУВАННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ТА
НАСОСНИХ СТАНЦІЙ»**

*(для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної форми
навчання зі спеціальності 194 – Гідротехнічне будівництво, водна інженерія
та водні технології)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2025

Методичні рекомендації до проведення практичних занять та організації індивідуальної роботи щодо виконання розрахунково-графічного завдання «Проектування пригребельної гідроелектростанції» з навчальної дисципліни «Сучасні методи проектування гідравлічних та насосних станцій» (для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 194 – Гідротехнічне будівництво, водна інженерія та водні технології» / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. А. О. Мозговий. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. – 117 с.

Укладач д-р техн. наук, доц. А. О. Мозговий

Рецензент

І. В. Храпатова, кандидат технічних наук, доцент кафедри геотехніки, підземних споруд та гідротехнічного будівництва Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

Рекомендовано кафедрою геотехніки, підземних споруд та гідротехнічного будівництва, протокол № 1 від 20.08.2024

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Практичне заняття № 1 Вибір типу гідротурбін, розрахунок основних параметрів.....	5
2 Практичне заняття № 2 Вибір параметрів та розрахунок турбінної камери.....	14
3 Практичне заняття № 3 Вибір параметрів та розрахунок відсмоктувальної труби.....	19
4 Практичне заняття № 4 Підбір вертикального гідрогенератора та визначення його параметрів.....	22
5 Практичне заняття № 5 Підбір трансформатора, проєктування відкритого розподільного пристрою (ВРП).....	29
6 Практичне заняття № 6 Вибір сміттєзатримуючих решіток. Вибір аварійних і ремонтних затворів.....	32
7 Практичне заняття № 7 Вибір кранового устаткування.....	35
8 Практичне заняття № 8 Проєктування агрегатного блока та верхньої будови будівлі гідроелектростанції пригребельного типу.....	40
9 Практичне заняття № 9 Конструювання верхньої будови гідроелектростанції (машинної зали і монтажного майданчика).....	53
10 Практичне заняття № 10 Визначення контактних напружень та розрахунок стійкості проти зсуву бетонної гравітаційної греблі на скельній основі.....	67
11 Рекомендації до організації індивідуальної роботи з виконання розрахунково-графічного завдання «Проєктування пригребельної гідроелектростанції».....	82
Список посилань.....	87
Додаток А.....	89
Додаток Б.....	107
Додаток В.....	111
Додаток Г.....	112
Додаток Д.....	113
Додаток Е.....	115
Додаток Ж.....	116

ВСТУП

Електроенергетика є однією з базових галузей промисловості, яка відіграє визначну роль в розвитку народного господарства та економіки. Тенденція все більшої електрифікації виробничих процесів визначає випереджаючий розвиток електроенергетики в загальному зростанні використання енергоресурсів усіх видів.

Гідроенергетика є ефективною галуззю електроенергетики. Низька собівартість гідравлічної енергії і висока рентабельність гідроелектростанцій (ГЕС), довга забезпеченість їх роботи за рахунок природного річкового витoku, малий знос обладнання в процесі експлуатації, висока маневреність при коливанні навантаження у споживачів характеризують ГЕС як ефективне джерело енергії.

Практичні завдання є складовою частиною навчального процесу підготовки здобувачів освіти гідротехнічної спеціальності, від якої залежить підвищення якості підготовки спеціалістів для будівельної галузі. Знання і навички здобувачів освіти, отримані під час практичних занять сприяють формуванню сучасних поглядів щодо розвитку проектування та будівельного виробництва, створенню і впровадженню прогресивних технологій.

Індивідуальне розрахунково-графічне завдання присвячено проектуванню будівлі пригребельної гідроелектричної станції, вибору основного і допоміжного обладнання, визначенню розмірів основних конструктивних елементів будівлі гідроелектростанції. Необхідно враховувати, що обладнання гідроелектростанцій по функціональному значенню поділяється на декілька груп. Гідросилове обладнання – гідротурбіни і механічна частина гідрогенераторів. Допоміжне обладнання необхідне для забезпечення роботи гідросилового обладнання. Це системи технічного водопостачання, повітряного та мастильного господарства, осушення.

Механічне обладнання включає в себе затвори, решітки, механізми, а також крани для обслуговування гідротурбін і гідрогенераторів.

Електротехнічне обладнання – електрична частина генераторів, підвищувальні трансформатори, комутаційна апаратура, шини, повітряні токопроводи, системи релейного захисту, автоматики, телеуправління, зв'язку.

На гідроелектростанціях встановлюються гідротурбіни різних систем, кількість і розміри, встановлюваних на кожній станції турбіни залежать від встановленої потужності ГЕС і розрахункового напору. Той або інший вид компонування гідроагрегату залежить від прийнятого типу споруди, від типу турбіни, яка визначається величиною діючого напору, від розміру, яка визначає задану потужність, від частоти обертання та типу генератора, а також від деяких

інших факторів. Для різного їх співвідношення прагнуть знайти оптимальне компонування гідроагрегатів, які дають змогу більш економічне рішення не тільки для самого гідроагрегату, але і для будівлі ГЕС в цілому.

1 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 1

ВИБІР ТИПУ ГІДРОТУРБІН, РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ

Вихідні дані представлені в таблиці 1.1 згідно з варіантом. Необхідно підібрати основне устаткування будівлі ГЕС: гідротурбіни, турбінні камери, відсмоктувальні труби, гідрогенератори, трансформатори, затвори, сміттєзатримуючі решітки, вантажопідйомні механізми [1–20]:

1. Встановлена потужність ГЕС N_B , МВт .
2. Відмітка нормального підпірного рівня водосховища, $\nabla_{НПР}$, м.
3. Відмітка рівня мертвого об'єму водосховища, $\nabla_{РМО}$, м.
4. Відмітка річки у створі ГЕС ∇_D , м.
5. Рівні води у нижньому б'єфі :

 - 5.1. Глибина води при роботі одного агрегата ГЕС $h_{МІН}$, м.
 - 5.2. Мінімальна відмітка нижнього б'єфу $\nabla_{НБ_{МІН}} = \nabla_D + h_{МІН}$, м.
 - 5.3. Глибина води при роботі ГЕС $h_{ГЕС}$, м.
 - 5.4. Відмітка нижнього б'єфу при роботі ГЕС $\nabla_{НБ_{ГЕС}} = \nabla_D + h_{ГЕС}$, м.
 - 5.5. Глибина води при максимальній витраті $h_{МАКС}$, м.
 - 5.6. Максимальна відмітка нижнього б'єфу $\nabla_{НБ_{МАКС}} = \nabla_D + h_{МАКС}$, м.

6. Максимальна повенева витрата $Q_{П}$, тис. м³/с.
7. Кількість агрегатів ГЕС z , шт.
8. Тип машинної зали.
9. Геологічні умови створу гідровузла.

Таблиця 1.1

Номер варіанта	N_B , МВт	$\nabla_{НПР}$, м	$\nabla_{РМО}$, м	∇_D , м	$Q_{П}$, тис. м ³ /с	$h_{МІН}$, м	$h_{ГЕС}$, м	$h_{МАКС}$, м	Кількість агрегатів	Тип машинної зали	Геологічні умови
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	800,00	520,00	504,00	432,00	20,00	2,00	5,00	6,50	8	3	Аргіліт
2	600,00	730,00	715,00	654,00	40,00	3,00	5,00	7,50	6	3	Гнейси
3	540,00	424,00	408,00	351,00	30,00	4,00	6,00	7,00	10	3	Аргіліт

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	560,00	245,00	225,00	175,00	26,00	2,50	3,70	5,50	8	3	Алевроліт
5	750,00	670,00	648,00	607,00	35,00	3,00	4,60	6,50	10	3	Граніт
6	800,00	525,00	504,00	433,00	20,00	2,00	5,20	6,80	8	3	Аргіліт
7	600,00	735,00	715,00	655,00	40,00	3,00	5,10	7,70	6	3	Граніт
8	540,00	429,00	408,00	352,00	30,00	4,00	6,20	7,40	10	3	Гнейси
9	560,00	250,00	225,00	177,00	26,00	2,50	3,60	5,60	8	3	Алевроліт
10	750,00	675,00	648,00	609,00	35,00	3,00	4,70	6,90	10	3	Гнейси
11	800,00	523,00	508,00	433,00	20,00	2,00	5,40	6,60	8	3	Граніт
12	600,00	733,00	717,00	655,00	40,00	3,00	5,30	7,70	6	3	Аргіліт
13	540,00	427,00	409,00	352,00	30,00	4,00	6,20	7,20	10	3	Граніт
14	560,00	248,00	227,00	176,00	26,00	2,50	3,80	5,40	8	3	Алевроліт
15	750,00	673,00	649,00	608,00	35,00	3,00	4,70	6,60	10	3	Аргіліт
16	800,00	521,00	505,00	430,00	20,00	2,00	5,30	6,70	8	3	Граніт
17	600,00	732,00	716,00	651,00	40,00	3,00	5,20	7,80	6	3	Граніт
18	540,00	426,00	409,00	350,00	30,00	4,00	6,20	7,40	10	3	Гнейси
19	560,00	247,00	226,00	172,00	26,00	2,50	3,80	5,30	8	3	Граніт
20	750,00	672,00	649,00	603,00	35,00	3,00	4,70	6,30	10	3	Аргіліт
21	770,00	674,00	646,00	608,00	32,00	4,00	4,60	6,90	10	3	Гнейси
22	780,00	525,00	505,00	432,00	24,00	3,00	5,20	6,80	8	3	Граніт
23	620,00	730,00	715,00	654,00	42,00	3,00	5,10	7,00	6	3	Аргіліт
24	550,00	422,00	407,00	351,00	32,00	5,00	6,10	7,10	10	3	Граніт
25	570,00	244,00	224,00	175,00	24,00	3,50	3,90	5,20	8	3	Алевроліт
26	720,00	675,00	645,00	606,00	34,00	3,20	4,50	6,50	10	3	Аргіліт
27	810,00	525,00	500,00	431,00	22,00	2,50	5,10	6,30	8	3	Аргіліт
28	620,00	734,00	712,00	650,00	42,00	3,20	5,10	7,70	6	3	Граніт
29	560,00	422,00	405,00	351,00	32,00	4,10	6,10	7,20	10	3	Алевроліт
30	580,00	244,00	222,00	171,00	28,00	2,60	3,70	5,20	8	3	Аргіліт
31	720,00	675,00	643,00	602,00	30,00	3,10	4,60	6,20	10	3	Граніт

Примітка. Тип машинної зали: З – закритий.

Розрахункові значення параметрів зсуву прийнято за СНіП 2.02.02-85, а саме:

Аргіліт – $\text{tg}\varphi = 0,8$, $c = 0,2$ МПа. Гнейси – $\text{tg}\varphi = 0,7$, $c = 0,12$ МПа.

Алевроліт – $\text{tg}\varphi = 0,75$, $c = 0,15$ МПа. Граніт – $\text{tg}\varphi = 1,2$, $c = 0,9$ МПа.

Приклад обчислення вихідних даних. Вибір обладнання будівлі ГЕС. Необхідно підібрати основне устаткування будівлі ГЕС: гідротурбіни, турбінні камери, відсмоктувальні труби, гідрогенератори, трансформатори, затвори, сміттєзатримуючі решітки, вантажопідйомні механізми.

Таблиця 1.2

Номер варіанта	N_B , МВт	$\nabla_{НПР}$, м	$\nabla_{РМО}$, м	$\nabla_{Д}$, м	$Q_{п}$, тис. м ³ /с	$h_{МІН}$, м	$h_{ГЕС}$, м	$h_{МАКС}$, м	Кількість агрегатів	Тип машинної зали	Геологічні умови
1	30	212,0	210,0	193,4	300,0	4,3	8,8	13,3	4	3	Граніт

1. Встановлена потужність ГЕС $N_B = 30$ МВт .
2. Відмітка нормального підпірного рівня водосховища, $\nabla_{НПР} = 212,0$ м.
3. Відмітка рівня мертвого об'єму водосховища, $\nabla_{РМО} = 210,0$ м.
4. Відмітка дна річки у створі ГЕС $\nabla_{Д} = 193,4$ м.
5. Рівні води у нижньому б'єфі :
 - 5.1. Глибина води при роботі одного агрегату ГЕС $h_{МІН} = 4,3$ м.
 - 5.2. Мінімальна відмітка нижнього б'єфу $\nabla_{НБ_{МІН}} = \nabla_{Д} + h_{МІН} = 197,7$ м.
 - 5.3. Глибина води при роботі ГЕС $h_{ГЕС} = 8,8$, м.
 - 5.4. Відмітка нижнього б'єфу при роботі ГЕС $\nabla_{НБ_{ГЕС}} = \nabla_{Д} + h_{ГЕС} = 202,2$ м.
 - 5.5. Глибина води при максимальній витраті $h_{МАКС} = 13,3$ м.
 - 5.6. Максимальна відмітка нижнього б'єфу $\nabla_{НБ_{МАКС}} = \nabla_{Д} + h_{МАКС} = 206,7$ м.
6. Максимальна повенева витрата $Q_{п} = 300$ м³/с.
7. Кількість агрегатів ГЕС $z = 4$ шт.
8. Тип машинної зали – закритого типу.
9. Геологічні умови створу гідровузла – граніт.

Вибір типу гідротурбін, розрахунок основних параметрів. Тип гідротурбін обирається за величиною діючих напорів і потужністю турбін. З метою спрощення визначаємо статичні напори на ГЕС і вважаємо їх за діючі:

- максимальний напір $H_{МАКС} = \nabla_{НПР} - \nabla_{НБ_{МІН}}$, м;
- мінімальний напір $H_{МІН} = \nabla_{РМО} - \nabla_{НБ_{ГЕС}}$, м;
- розрахунковий напір $H_p = (2H_{МІН} + H_{МАКС}) / 3$, м.

Визначаємо потужність турбіни за формулою

$$N_T = \frac{N_B}{z \times \eta_T}, \text{ МВт}, \quad (1.1)$$

де N_B – встановлена потужність ГЕС, МВт;

z – кількість агрегатів ГЕС, шт.;

η_T – коефіцієнт корисної дії генератора, $\eta_T = 0,96\text{--}0,98$.

Основні параметри гідротурбіни такі: H – напір, м; Q – витрати, $\text{м}^3 / \text{с}$; N_T – потужність на валу, кВт; n_c – частота обертання турбіни, об / хв; D_1 – номінальний діаметр робочого колеса, м; η_T – коефіцієнт корисної дії (ККД) турбіни; H_s – висота відсмоктування, м.

Основні параметри турбіни та її тип попередньо визначаються за графіком областей застосування турбін (див. дод. А). Тип турбіни обирається залежно від максимального напору, а синхронна частота обертання агрегату та діаметр робочого колеса – за режимною точкою з параметрами N_T і H_p .

На попередньому етапі визначаються параметри турбіни (див. дод. А). Ці графіки наведені без урахування абсолютної висоти розташування турбін, тому отримані параметри потім уточнюються шляхом розрахунку.

Визначається витрата турбіни:

$$Q_T = \frac{N_T}{9,81 \times H_p \times \eta_T} \cdot \text{м}^3 / \text{с}. \quad (1.2)$$

Коефіцієнт корисної дії турбіни η_T приймається в межах 0,87–0,90 для турбін ПЛ, 0,90–0,92 – для турбіни РО.

Діаметр робочого колеса турбіни знаходимо за формулою

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_T}{9,81 \cdot Q'_I \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T}} = \sqrt{\frac{Q_T}{Q'_I \sqrt{H_p}}}, \text{ м}, \quad (1.3)$$

де Q'_I – розрахункова приведена витрата, приймається за таблицею 1.3;

N_T – необхідна розрахункова потужність;

H_p – розрахунковий напір;

η_T – ККД турбіни.

Частота обертання турбіни (агрегата) визначається так:

$$n = \frac{n'_I \cdot \sqrt{H_p}}{D_1}, \text{ об/хв}, \quad (1.4)$$

де n'_I – розрахункова приведена частота, об./хв,

H_p і D_1 – приймаються в метрах.

Порівнюючи отримані дані з попередніми (отриманими за частковими даними номенклатури) робимо висновок щодо правильності отриманих результатів.

Підбір турбіни завершується визначенням відмітки осі турбіни:

$$- \text{ для турбін типу ПЛ} \quad \nabla T = \nabla H B_{MIN} + H_S, \quad (1.6)$$

$$- \text{ для турбін типу РО} \quad \nabla T = \nabla H B_{MIN} + H_S + \frac{b_0}{2}, \quad (1.7)$$

де b_0 – висота спрямовуючого апарата (табл. 1.3).

Встановлюється повна маса гідротурбіни G_T (дод. Б).

Таблиця 1.3 – Основні параметри і розміри турбін

Показники	Тип турбіни				
	ПЛ 10	ПЛ 20	ПЛ 30	РО 45	РО 75
$n^I_I, \text{ об./ хв}$	180	145	150	85	80
$Q^I_I, \text{ м}^3/\text{с}$	2,4	1,8	1,8	1,4	1,25
σ	1,7	0,8	0,85	0,22	0,18
b_0/D_1	0,43	0,40	0,37	0,35	0,30
d_{BT}/D_1	0,35	0,37	0,41	–	–
D_a/D_1	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
D_b/D_1	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
D_0/D_1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
h_{KT}/D_1	0,2–0,25	0,2–,25	0,2–0,25	0,2–0,25	0,2–0,25
h_1/D_1	0,21	0,21	0,21	–	–
h_2/D_1	0,21	0,21	0,21	0,21	0,25
D_2/D_1	0,97	0,97	0,97	1,15	1,15
h_S/D_1	0,31	0,35	0,40	0,31	0,31

Таблиця 1.4 – Основні розміри турбіни

№ з/п	Параметр	Розмір турбіни в долях діаметра робочого колеса	Натуральні розміри турбіни, мм
1	2	3	4
1	Діаметр робочого колеса, D_1		
2	Відносна висота спрямовуючого апарату, b_0		

Продовження таблиці 1.4

1	2	3	4
3	Діаметр втулки, d_{BT}		
4	Діаметр цапфи, d_C		
5	Висота втулки обтікача, h_B		
6	Розміри камери робочого колеса	h_1	
		h_2	
		D_2	
7	Розміри спряження поверхні робочого колеса	a_1	
		b_1	
		R_1	
8	Розміщення колон статора і лопатей спрямовуючого апарату	D_a	
		D_b	
		D_0	
9	Висота кришки турбіни, h_{KT}		

Щоб отримати відповідний розмір турбіни в метрах необхідно відносно значення табличного параметру помножити на діаметр турбіни в метрах. Діаметр валу d_b приймається згідно з додатком Д.

Приклад вибору типу гідротурбін та розрахунку основних параметрів. Тип гідротурбін обирається за величиною діючих напорів і потужністю турбін. З метою спрощення визначаємо статичні напори на ГЕС і вважаємо їх діючими:

- максимальний напір $H_{МАКС} = \nabla НПР - \nabla НБ_{МИН} = 212,0 - 197,7 = 14,3$ м;
 - мінімальний напір $H_{МИН} = \nabla РМО - \nabla НБ_{ГЕС} = 210,0 - 202,2 = 7,8$ м;
 - розрахунковий напір $H_p = (2H_{МИН} + H_{МАКС}) / 3 = (2 \times 7,8 + 14,3) / 3 = 9,97$ м.
- Визначаємо потужність турбіни за формулою

$$N_T = \frac{N_B}{z \times \eta_G} = \frac{30}{4 \times 0,98} = 7,6 \text{ МВт}, \quad (1.8)$$

де N_B – встановлена потужність ГЕС, МВт;

z – кількість агрегатів ГЕС, шт;

η_G – коефіцієнт корисної дії генератора, $\eta_G = 0,96-0,98$.

Основні параметри гідротурбіни такі: H – напір, м; Q – витрати, $\text{м}^3 / \text{с}$; N_T – потужність на валу, кВт; n_C – частота обертання турбіни, об./хв, D_1 – номінальний діаметр робочого колеса, м; η_T – коефіцієнт корисної дії турбіни; H_S – висота відсмоктування, м.

Основні параметри турбіни та її тип попередньо визначаються за графіком областей застосування турбін (див. дод. А).

Тип турбіни обирається залежно від максимального напору, а синхронна частота обертання агрегата та діаметр робочого колеса – за режимною точкою з параметрами $N_T = 7,6$ МВт і $H_P = 9,97$ м.

Із універсальної характеристики для турбіни ПЛ-15: $Q_I^I = 2,07$ м³ / с, $n_I^I = 165$ хв⁻¹, $\sigma = 0,78$, $D_1 = 3,55$ м, $\eta_T = 90,5$ %.

Цей графік наведено без урахування абсолютної висоти розташування турбін, тому отримані параметри уточнюються шляхом розрахунку.

Визначається витрата турбіни:

$$Q_T = \frac{N_T}{9,81 \times H_P \times \eta_T} = \frac{7600}{9,81 \times 9,97 \times 0,905} = 85,86 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (1.9)$$

Діаметр робочого колеса турбіни знаходимо за формулою

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_T}{9,81 \cdot Q_I^I \cdot H_P \cdot \sqrt{H_P} \cdot \eta_T}} = \sqrt{\frac{Q_T}{Q_I^I \sqrt{H_P}}} = \sqrt{\frac{85,86}{2,07 \sqrt{9,97}}} = 3,62 \text{ м}, \quad (1.10)$$

де Q_I^I – розрахункова приведена витрата, приймається за таблицею 1.3 або додатком А;

N_T – необхідна розрахункова потужність;

H_P – розрахунковий напір;

η_T – ККД турбіни.

Отримане значення округлюється до найближчого стандартного номенклатурного значення $D_1 = 3,6$ м.

Частота обертання турбіни (агрегата) визначається так:

$$n = \frac{n_I^I \sqrt{H_P}}{D_1} = \frac{165 \cdot \sqrt{9,97}}{3,6} = 144,7 \text{ об./хв}, \quad (1.11)$$

де n_I^I – розрахункова приведена частота, об./хв;

H_P і D_1 – приймаються в метрах.

Значення n_I^I приймається за таблицею 2.1 або додатком А.

Отримане значення n округлюється до найближчого синхронного $n_C = 150$ об./хв згідно з додатком А.

Допустиму висоту відсмоктування за умови відсутності кавітації знаходять так:

$$H_S = 10 - k \times \sigma \times H_p - \frac{\nabla T}{900} = 10 - 1,1 \times 0,7 \times 9,97 - \frac{198,4}{900} = +2,1 \text{ м} \quad (1.12)$$

де k – коефіцієнт запасу (для турбін типу ПЛ $k = 1,1$);

σ – коефіцієнт кавітації, приймається за таблицею 1.3;

∇T – абсолютна відмітка розташування турбіни над рівнем моря.

В першому наближенні приймається $\nabla T = \nabla \text{НБ}_{\text{МІН}} = 197,7$ м. Значення H_S приймається на 0,1–0,2 м менше за розрахункове.

Порівнюючи отримані дані з попередніми (отриманими за частковими даними номенклатури), робимо висновок щодо правильності отриманих результатів.

Підбір турбіни завершується визначенням відмітки осі турбіни:

$$\text{– для турбін типу ПЛ} \quad \nabla T = \nabla \text{НБ}_{\text{МІН}} + H_S = 197,7 + 2,1 = 199,9 \text{ м.} \quad (1.13)$$

Остаточне висотне положення агрегата визначено за умови заглиблення верхньої кромки вихідного отвору відсмоктувальної труби на 0,5 м нижче мінімального рівня води у нижньому б'єфі і його позначка дорівнює $\nabla T = 200,5$ м. Прийнята відмітка осі турбіни забезпечує її безкавітаційний режим роботи при різних рівнях води у нижньому б'єфі (рис. 1.3).

Повна вага гідротурбіни становить $G_T = 96$ т (дод. Б).

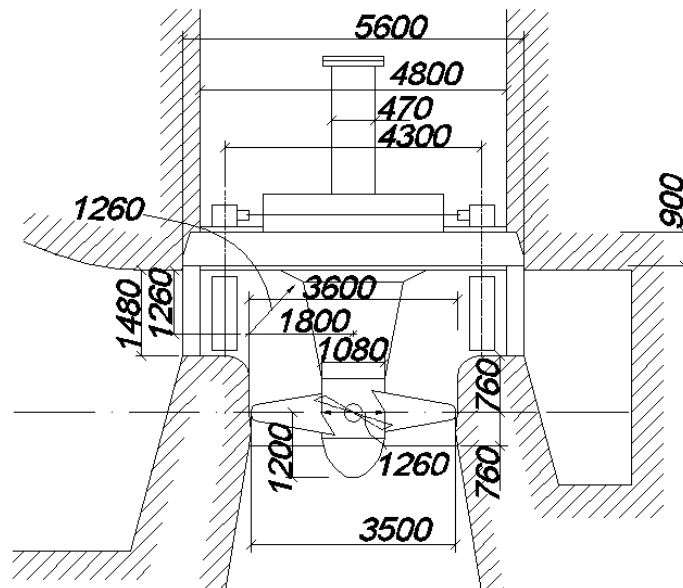


Рисунок 1.3 – Основні монтажні розміри поворотно-лопатевої турбіни

Таблиця 1.5 – Основні розміри турбіни

№ з/п	Параметр	Розмір турбіни в долях діаметра робочого колеса	Натуральні розміри турбіни, мм
1	Діаметр робочого колеса, D_1	1	3 600
2	Відносна висота спрямовуючого апарату, b_0	0,4	1 480
3	Діаметр втулки, $d_{ВТ}$	0,35	1 260
4	Діаметр цапфи, $d_{Ц}$	0,3	1 080
5	Висота втулки обтікача, h_B	0,33	1 200
6	Розміри камери робочого колеса	h_1	760
		h_2	760
		D_2	3 500
7	Розміри спряження поверхні робочого колеса	a_1	1 800
		b_1	1 260
		R_1	1 260
8	Розміщення колон статора і лопаток спрямовуючого апарату	D_a	5 600
		$D_b = D_{III}$	4 800
		D_0	4 300
9	Висота кришки турбіни, $h_{КТ}$	0,25	900

Контрольні питання

1. Навести основні параметри реактивних турбін.
2. Як визначити повну вагу гідравлічної турбіни?
3. Як визначити необхідну кількість турбін будівлі ГЕС?

Завдання для самостійної роботи

1. Проаналізувати залежність діаметра робочого колеса турбіни від напору і потужності ГЕС.
2. Навести класифікацію гідравлічних турбін.
3. Чи корелюється діаметр робочого колеса турбіни і напір на ГЕС?

2 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 2

ВИБІР ПАРАМЕТРІВ ТА РОЗРАХУНОК ТУРБІННОЇ КАМЕРИ

Вибір параметрів та розрахунок турбінної камери. Турбінна камера є одним з основних елементів реактивної турбіни та призначена для рівномірного

підведення води до робочого колеса з мінімальними втратами. Вона, як правило, визначає ширину агрегатного блока та визначає довжину будівлі ГЕС у цілому.

Тип турбінної камери залежить від напору і спочатку приймається згідно з типом турбіни: для турбін типу ПЛ – камера з бетону, для турбін типу РО – камера металева. Кут охоплення φ_0 спіральної камери залежить від типу турбіни і може прийматись за такими рекомендаціями: для турбін ПЛ–10 і ПЛ–15 $\varphi_0 = 180^\circ$, для турбін ПЛ–20 і ПЛ–30 $\varphi_0 = 210^\circ$, для турбін РО–45 і РО–75 $\varphi_0 = 345^\circ$ (рис. 2.1, 2.2).

Габарити спіральних камер визначаються шляхом розрахунків, але на попередній стадії їх розміри визначаються за додатком В.

Щоб отримати відповідний розмір спіральної камери в метрах, необхідно відносно значення табличного параметра помножити на абсолютне значення діаметра D_1 робочого колеса турбіни. Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Розміри бетонної турбінної камери з кутом охоплення $\varphi_0 = 210^\circ$

$\varphi_i, ^\circ$		210°	155°	110°	75°	30°	0°
$R_\varphi, \text{ м}$	$D_1 = 1,0 \text{ м}$						
$b^I_i, \text{ м}$							
$a_i, \text{ м}$							
$R_\varphi, \text{ м}$	$D_1 = \dots \text{ м}$						
$b^I_i, \text{ м}$							
$a_i, \text{ м}$							

Ширина спіралі впоперек потоку $V_{СП}$ приймається $V_{СП} = 2,5D_1$. Стандартна ширина прогону становить $V_{П} = 7,0 \text{ м}$. Товщина проміжного бика $\delta_B = 1,8 \text{ м}$.

Приклад вибору параметрів та розрахунку турбінної камери. Турбінна камера є одним з основних елементів реактивної турбіни та призначена для рівномірного підведення води до робочого колеса з мінімальними втратами. Вона, як за правило, визначає ширину агрегатного блока та довжину будівлі ГЕС у цілому.

Тип турбінної камери залежить від напору і спочатку приймається згідно з типом турбіни: для турбін типу ПЛ – камера з бетону. Кут охоплення φ_0 спіральної камери залежить від типу турбіни і може прийматись за такими рекомендаціями: для турбін ПЛ–15 $\varphi_0 = 180^\circ$ (рис. 2.1).

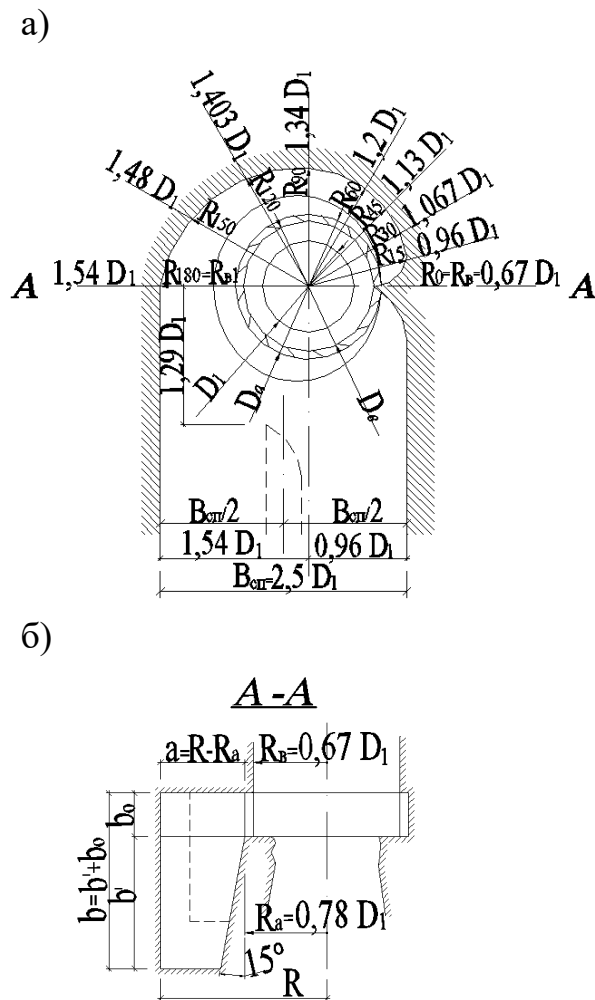


Рисунок 2.1 – Схема турбінної камери з бетону: а – план; б – поперечний переріз

Габарити спіральних камер визначаються розрахунками, але на попередній стадії їх розміри визначаються за додатком В.

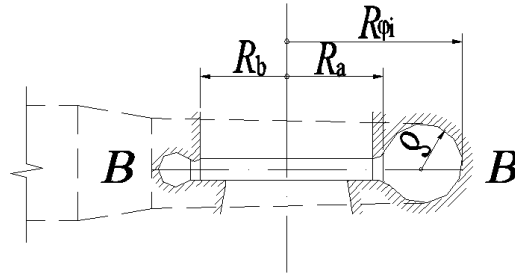
Щоб отримати відповідний розмір спіральної камери в метрах, необхідно відносно значення табличного параметра помножити на абсолютне значення діаметра D_1 робочого колеса турбіни. Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.2.

Приймаємо бетонну спіральну камеру СУБ–0,42–180°/38°30 (ОСТ 108.023.13-81), наведену на рисунку 2.3.

Ширина спіралі поперек потоку $B_{сп}$ приймається такою:

$$B_{сп} = 2,5 \times D_1 = 2,5 \times 3,6 = 9,0 \text{ м.} \quad (2.1)$$

a)



б)

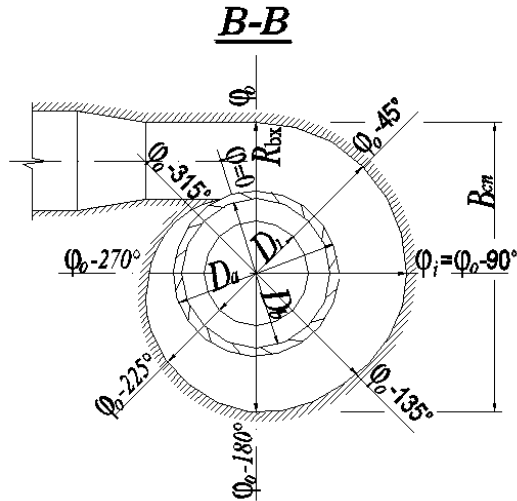


Рисунок 2.2 – Схема металевої турбінної камери: а – поперечний переріз; б – план

a)

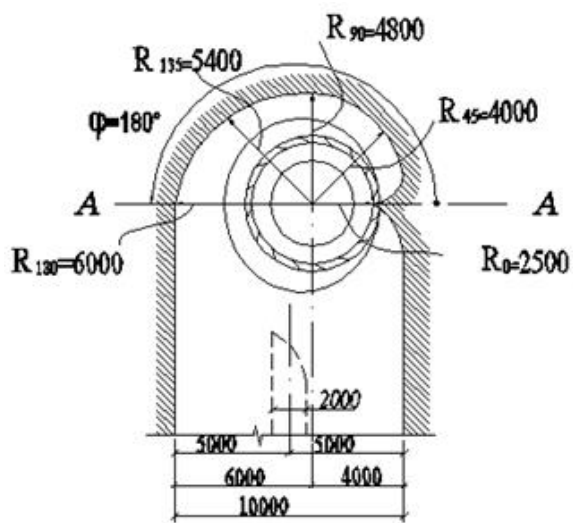
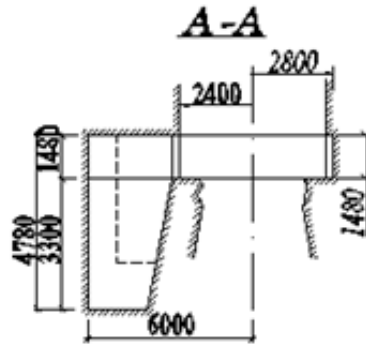


Рисунок 2.3 – Схема турбінної камери з бетону: а – план; б – поперечний переріз

б)



Продовження рисунка 2.3

Таблиця 2.2 – Розміри бетонної турбінної камери з кутом охоплення $\varphi_0 = 180^\circ$

$\varphi_i, ^\circ$		180°	135°	90°	45°	0°
$R_\varphi, \text{ м}$	$D_1 = 1,0 \text{ м}$	1,66	1,50	1,33	1,11	0,69
$b^I_i, \text{ м}$		0,92	0,61	0,34	0,16	0,43
$R_\varphi, \text{ м}$	$D_1 = 3,6 \text{ м}$	6,00	5,40	4,80	4,00	2,50
$b^I_i, \text{ м}$		3,30	2,20	1,22	0,60	1,60

Ширину спіралі впоперек потоку приймаємо $V_{СП} = 10,0 \text{ м}$. Стандартна ширина прольоту становить $V_{П} = 7,0 \text{ м}$, тому в камері передбачаємо встановлення проміжного бика з товщиною $\delta_B = 2,0 \text{ м}$.

Контрольні питання

1. Навести основні параметри турбінної камери.
2. Як визначити кут охоплення турбінної камери?
3. Як визначити тип турбінної камери?

Завдання для самостійної роботи

1. Проаналізувати відмінність турбінної камери для ПЛІ та РО турбін.
2. Навести класифікацію турбінних камер.
3. У якому випадку застосовується металева турбінна камера?

3 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 3

ВИБІР ПАРАМЕТРІВ ТА РОЗРАХУНОК ВІДСМОКТУВАЛЬНОЇ ТРУБИ

Вибір та розрахунок відсмоктувальної труби. Відсмоктувальні труби обираються із стандартного ряду залежно від типу турбін. Типи відсмоктувальних труб та їх відносні розміри наведені на рисунках 3.1, 3.2 і в додатку Г.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні розміри відсмоктувальної труби

Розміри відсмокт. труби, м	h	L	$B_4 = B_5$	L_1	D_4	h_4	h_5	h_6	a/R_6	a_1/R_7	a_2/R_8
$D_1 = 1,0$ м											
$D_1 = \dots$ м											

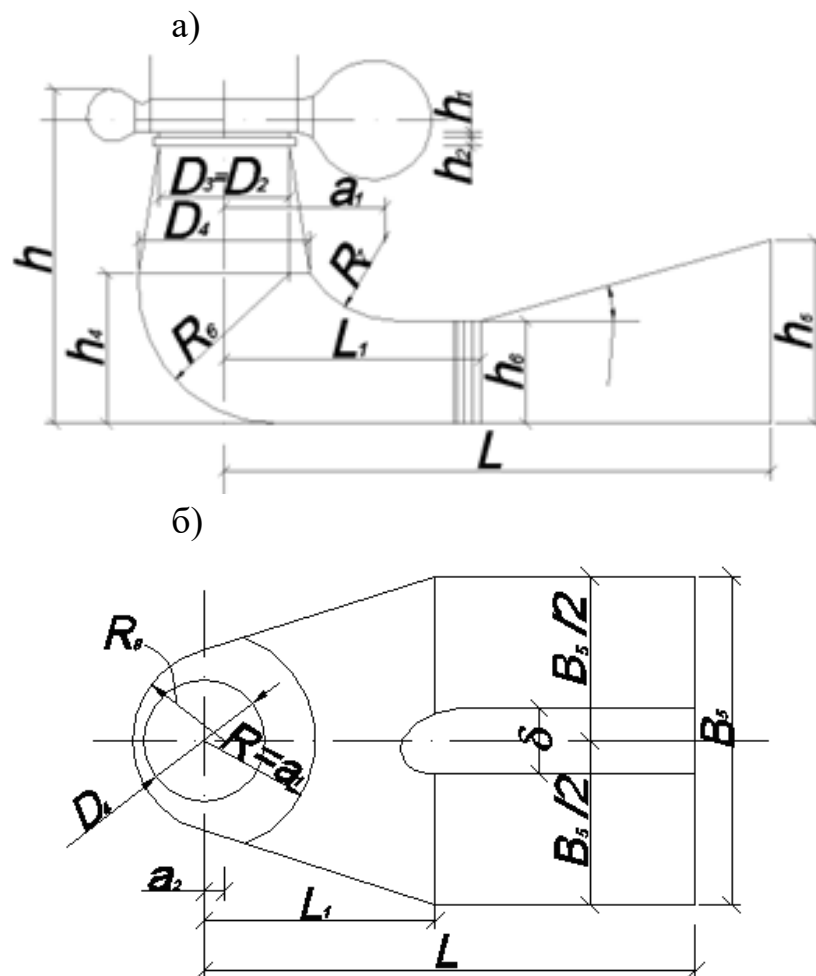


Рисунок 3.1 – Схема відсмоктувальної труби турбіни типу РО:
а – поперечний переріз; б – план

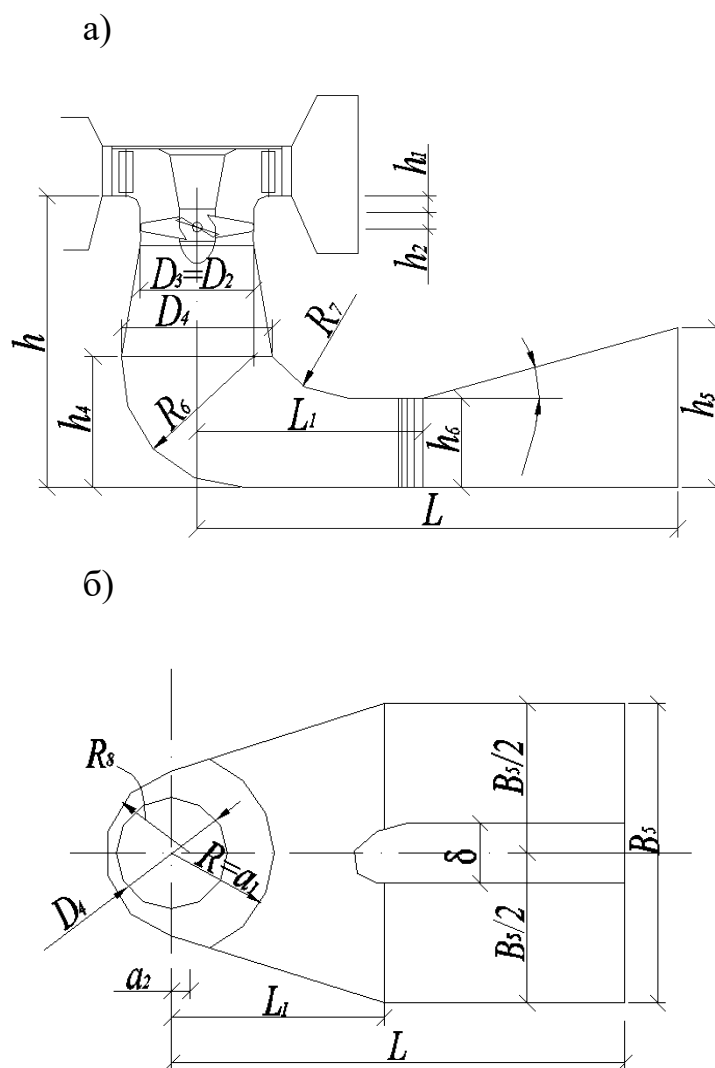


Рисунок 3.2 – Схема відсмоктувальної труби турбіни типу ПЛ:
а – поперечний переріз; б – план

Приклад вибору та розрахунку відсмоктувальної труби. Відсмоктувальні труби обираються із стандартного ряду залежно від типу турбін (ОСТ 108.023.15-82, ОСТ 108.122.01-76). Для турбіни типу ПЛ–15 приймаємо зігнуту відсмоктувальну трубу типу 4Е. Її відносні розміри наведені на рисунку 3.3 і в додатку Г. Результати розрахунків зводимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Основні розміри відсмоктувальної труби

Розміри відсмокт. труби, м	h	L	B ₄ B ₅	L ₁	D ₄	h ₄	h ₅	h ₆	a	a ₁	a ₂	R ₆	R ₇	R ₈
D ₁ = 1,0м	2,5	4,5	2,5	1,6	1,23	1,23	1,5	0,62	0,446	1,35	0,1	1,06	0,745	0,85
D ₁ = 3,6м	9,0	16,2	9,0	5,76	4,4	4,4	5,4	2,2	1,6	4,86	0,36	3,8	2,68	3,06

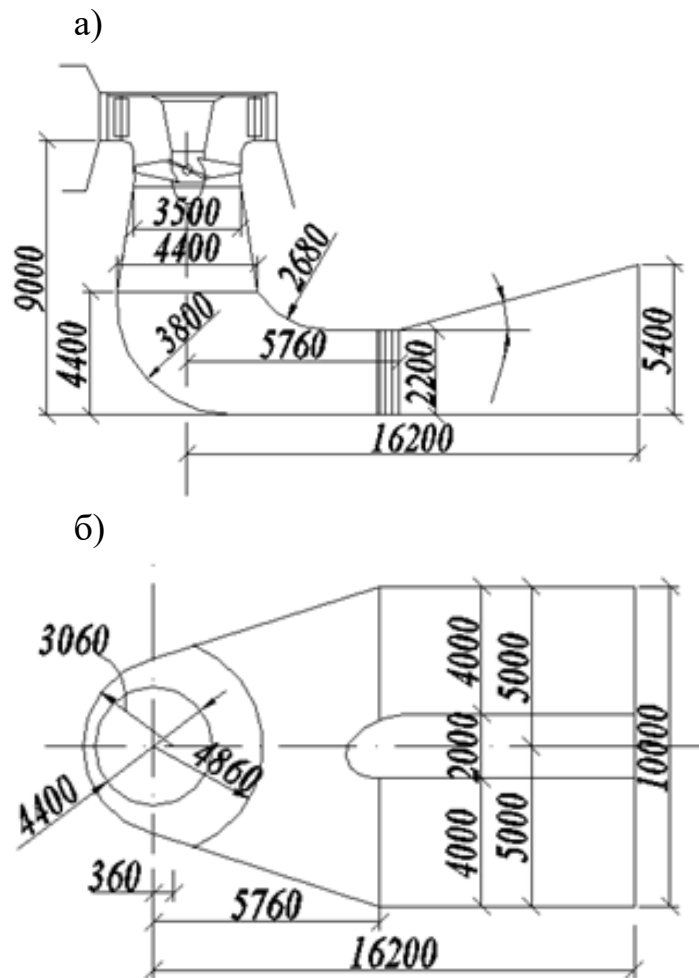


Рисунок 3.3 – Схема відсмоктувальної труби турбіни типу ПЛ:
а – поперечний переріз; б – план

Контрольні питання

1. Навести основні параметри відсмоктувальної труби.
2. Як визначити кількість проміжних биків у відсмоктувальній трубі?

Завдання для самостійної роботи

1. Навести відмінності відсмоктувальних труб для ПЛ і РО турбін.
2. Навести класифікацію відсмоктувальних труб.

4 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 4 ПІДБІР ВЕРТИКАЛЬНОГО ГІДРОГЕНЕРАТОРА ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЙОГО ПАРАМЕТРІВ

Підбір вертикального гідрогенератора. Гідрогенератори з вертикальним валом застосовуються двох типів: підвісний з частотою обертання $n > 150$ об./хв і парасольчатий з частотою обертання $n < 150$ об./хв.

Наближене визначення габаритних і основних внутрішніх розмірів гідрогенераторів рекомендується виконувати на основі графіків ЛЕО «Електросила». Ці графіки відображають загальні закономірності зростання параметрів електричних машин з поправками перевірених експлуатацією гідрогенераторів [1, 2, 14].

Закономірності параметрів гідрогенераторів представлені на рисунку 4.1.

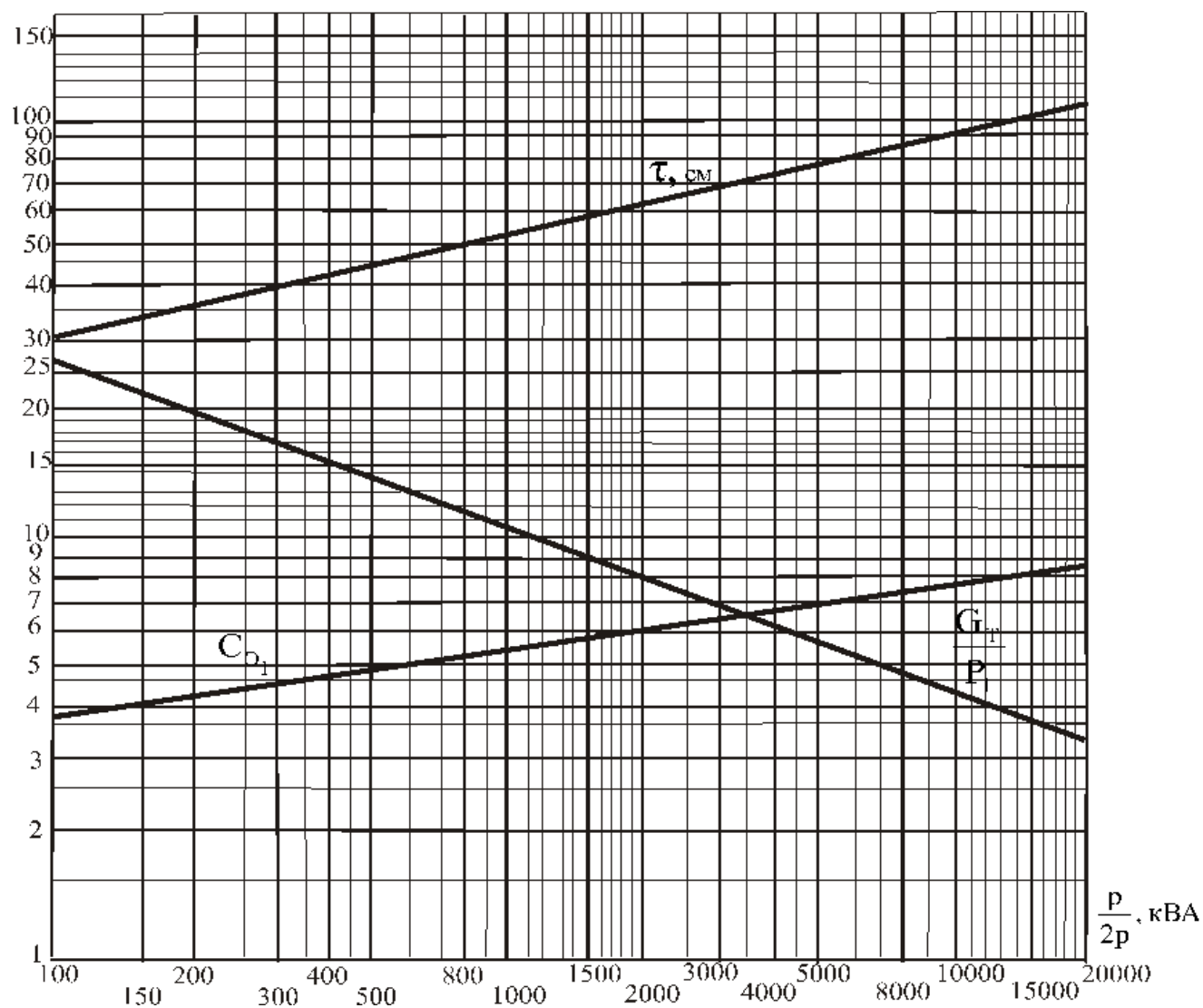


Рисунок 4.1 – Закономірності параметрів гідрогенераторів

На рисунку 4.1 представлені криві, які характеризують залежність від питомого навантаження на полюс $\frac{P}{2p}$, де P – потужність генератора в кВА, p – кількість пар полюсів таких величин: τ – полюсної поділки, см; l_t – висота активного заліза, см; C_E – коефіцієнт Ессона, який характеризує міру використання гідрогенератора.

Коефіцієнт Ессона визначається за формулою

$$C_E = \frac{P}{D_i^2 \cdot l_t \cdot n}, \quad (4.1)$$

де D_i – діаметр осердя статора, м;

l_t – висота осердя статора, м;

n – номінальна частота обертів, об./хв.

Пряма C_E на рисунку 4.1 відповідає гідрогенераторам із опосередкованим повітряним охолодженням.

Крива G/P характеризує масу гідрогенератора, віднесену до одиниці потужності кг/кВА (згідно з даними, наведеними в ОСТ 16.0800.634-79).

Визначення параметрів гідрогенератора. Активна потужність гідрогенератора визначається за формулою

$$P_a = N_T \cdot \eta_{\Gamma}, \text{ кВт}, \quad (4.2)$$

де N_T – номінальна потужність на валу турбіни, кВт;

η_{Γ} – ККД гідрогенератора, приймається за таблицею 4.1.

Таблиця 4.1 – Орієнтовні значення ККД гідрогенераторів (за даними ОСТ 16.0800.634-79)

Потужність МВА	n			
	51,8–100 об./хв	100–187,5 об./хв	187,5–300 об./хв	300–500 об./хв
25–60	96,15÷96,8	96,50÷97,1	96,30÷97,0	96,1÷96,9
60–100	96,8÷97,2	97,1÷97,8	97,0÷97,6	96,9÷97,5
100–250	97,5÷98,3	98,2÷98,35	98,0÷98,3	–

Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ гідрогенераторів приймається за ГОСТ 5616-81: $\cos \varphi = 0,8$ при $P < 125\ 000$ кВА; $\cos \varphi = 0,85$ при $P = 125\ 000 \div 360\ 000$ кВА; $\cos \varphi = 0,9$ при $P > 360\ 000$ кВА.

Повну потужність гідрогенератора визначають за формулою

$$P = \frac{P_a}{\cos \varphi}, \text{ кВт.} \quad (4.3)$$

Кількість пар полюсів гідрогенератора визначають за формулою

$$p = \frac{3000}{n}, \quad (4.4)$$

де n – частота обертів гідрогенератора, об./хв;

p – округлюється в більшу сторону до цілого числа.

За величиною питомого навантаження на полюс за рисунком 4.1 визначаємо значення полюсної поділки τ , см.

Величина розточки статора D_i визначається так:

$$D_i = \frac{2p \cdot \tau}{\pi}, \text{ см.} \quad (4.5)$$

Висота активного заліза статора визначається так:

$$l_t = \frac{P}{D_i^2 \cdot n \cdot C_E}, \text{ м.} \quad (4.6)$$

Найбільше допустиме значення $l_{t \text{ доп}}$ за умовами залізничного перевезення не повинна перевищувати 2,7 м.

Якщо l_t перевищує вказані межі, то обмотка статора повинна укладатись на монтажі.

Визначене значення l_t приймається згідно із стандартними розмірами з такого ряду: 40, 80, 100, 110, 130, 140, 150, 175, 190, 210, 230, 250, 275, 300, 320 см.

Маса генератора визначається за величиною $\frac{G}{P}$, що визначена за графіком на рисунку 4.1:

$$G_{\text{ген}} = \left(\frac{G}{P} \right) \cdot P. \quad (4.7)$$

Маса ротора генератора визначається так:

$$G_{\text{рот}} = 0,5 \cdot G_{\text{ген}}. \quad (4.8)$$

При обпиранні підп'ятника на кришку турбіни виконується корегування маси генератора:

$$G_{\text{парасольч. ген}} = (0,90 \div 0,93) \cdot G_{\text{ген}}. \quad (4.9)$$

Приклад визначення параметрів гідрогенератора. Активна потужність гідрогенератора визначається за формулою

$$P_a = N_T \cdot \eta_{\Gamma} = 7600 \times 0,98 = 7448 \text{ кВт}. \quad (4.10)$$

Повна потужність гідрогенератора визначається за формулою

$$P = \frac{P_a}{\cos\phi} = \frac{7448}{0,8} = 9310 \text{ кВт}. \quad (4.11)$$

Кількість пар полюсів гідрогенератора визначається за формулою

$$p = \frac{3000}{n} = \frac{3000}{150} = 20. \quad (4.12)$$

Наприклад, як номінальна частота обертів гідрогенератора $n = 150$ об./хв приймаємо парасольчатий тип генератора.

Питоме навантаження на полюс

$$\frac{P}{2p} = \frac{9310}{2 \times 20} = 232,75 \text{ кВА}. \quad (4.13)$$

За величиною питомого навантаження на полюс визначаємо значення полюсної поділки $\tau = 35$ см.

Величина розточки статора визначається за формулою

$$D_i = \frac{2p \cdot \tau}{\pi} = \frac{2 \times 20 \times 35}{3,14} = 446 \text{ см} = 4,46 \text{ м}. \quad (4.14)$$

Діаметр турбінної шахти $D_{\text{Ш}} = 4,8$ м, тому приймаємо

$$D_i = D_{\text{Ш}} + 0,2 \text{ м} = 4,8 + 0,2 = 5,0 \text{ м}. \quad (4.15)$$

Висота активного заліза статора визначається за формулою

$$l_t = \frac{P}{D_i^2 \cdot n \cdot C_E} = \frac{9310}{5^2 \cdot 150 \cdot 4,4} = 0,564 \text{ м} \quad (4.16)$$

Приймаємо, що $l_t = 80 \text{ см}$.

Маса генератора визначається за величиною $G/P = 18,5$, що визначена за графіком, зображеним на рисунку 3.1:

$$G_{\text{ген}} = \left(\frac{G}{P}\right) \cdot P = 18,5 \times 9310 = 172235 \text{ кг} = 172,24 \text{ т.} \quad (4.17)$$

При обпиранні підп'ятника на кришку турбіни виконується корегування маси генератора:

$$G_{\text{парасольч. ген}} = (0,90 \div 0,93) \cdot G_{\text{ген}} = 0,9 \times 172,24 = 155,02 \text{ т.} \quad (4.18)$$

Маса ротора генератора визначається так:

$$G_{\text{рот}} = 0,5 \cdot G_{\text{парасольч. ген}} = 0,5 \times 155,02 = 77,51 \text{ т.} \quad (4.19)$$

Визначення геометричних розмірів вертикальних гідрогенераторів.

Основні розміри гідрогенераторів визначаються за даними, наведеними в таблиці Д.1 додатка Д та на рисунках 4.2, 4.3.

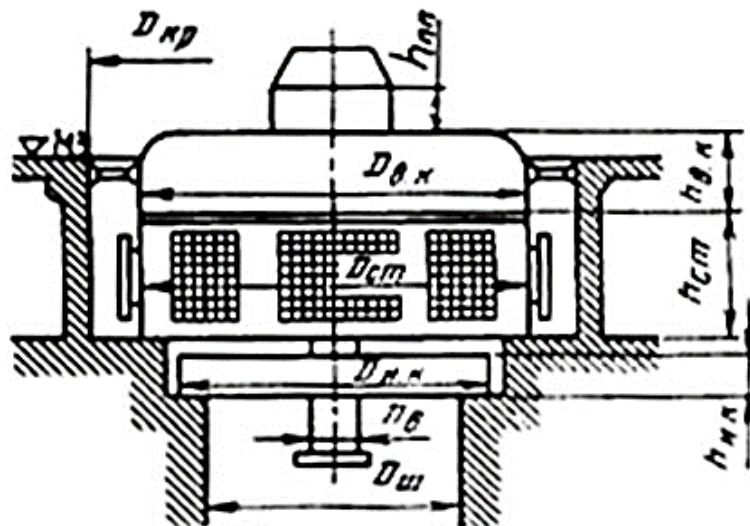


Рисунок 4.2 – Конструктивна схема та основні розміри вертикального підвісного генератора

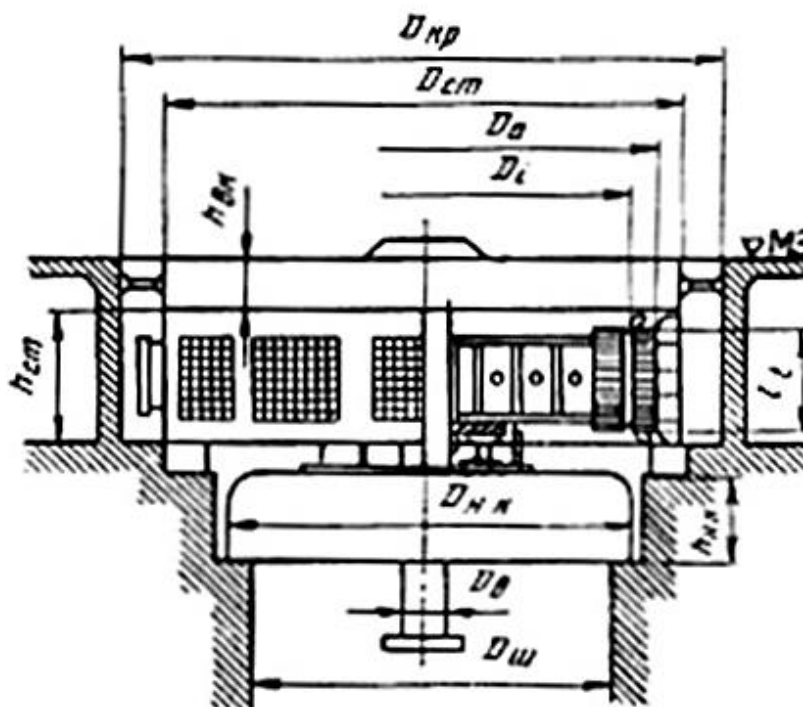


Рисунок 4.3 – Конструктивна схема та основні розміри вертикального парасольчатого генератора

Приклад визначення геометричних розмірів вертикальних гідрогенераторів. Основні розміри парасольчатого гідрогенератора визначаються за даними, наведеними в таблиці Д.1 додатка Д.

Таблиця 4.2 – Основні розміри парасольчатого генератора

Елемент конструкції	Параметр	Позначення	Парасольчатий тип генератора	
1	2	3	4	5
Статор	Діаметр розточки статора	D_i	Визначається розрахунком, але $D_i \geq D_{ш} + 0,2 \text{ м}$	$D_{ш} = 4,8 \text{ м}$, $D_i = 5,0 \text{ м}$
	Висота активної сталі	l_t	$l_t < 2,5 \text{ м}$	$l_t = 0,8 \text{ м}$
	Діаметр по корпусу	D_1	при $n \geq 100 \text{ об./хв}$ $D_1 = (1,05 + 0,0017 n) D_i$;	при $n \geq 100 \text{ об./хв}$ $D_1 = (1,05 + 0,0017 \times 150) \times 5,0 = 6,5 \text{ м}$
	Висота корпусу	h_1	$h_1 = (1,7 \div 1,9) l_t$	$h_1 = 1,8 \times 0,8 = 1,44 \text{ м}$

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5
	Діаметр по повітроохолоджувачу	D_6	$D_6 = D_1 + 2(0,3 \div 0,4)$, м	$D_6 = 6,5 + 2 \times 0,35 = 7,2$ м
	Висота повітроохолоджувача	h_6	$h_6 \approx l_t$	$h_6 \approx 0,8$ м
Ротор	Висота	h_3	$h_3 = l_t + (0,5 \div 0,8)$, м	$h_3 = 0,8 + 0,5 = 1,3$ м
	Діаметр	D_3	$D_3 \approx D_i$	$D_3 \approx 5,0$ м
Верхня хрестовина	Висота	h_4	$h_4 = (0,1 \div 0,12)D_i \geq 0,4$ м	$h_4 = 0,1 \times 5,0 = 0,5$ м
	Діаметр променів	D_4	$D_4 = D_1$	$D_4 = 6,5$ м
Підп'ятник	Висота	h_7	$h_7 = (0,15 \div 0,2)D_i$	$h_7 = 0,2 \times 5,0 = 1,0$ м
	Діаметр ванни	D_7	$D_7 = (0,4 \div 0,5)D_i$	$D_7 = 0,5 \times 5,0 = 2,5$ м
Нижня хрестовина	Висота	h_5	–	–
	Діаметр променів	D_5	–	–
Надбудова	Висота	h_8	$h_8 = (0,3 \div 0,5)$, м	$h_8 = 0,4$ м
	Діаметр	D_8	$D_8 = (0,2 \div 0,25)D_i$	$D_8 = 0,2 \times 5,0 = 1,0$ м
Мастилоприймач, для ПЛ турбін	Висота	h_9	$h_9 = 1,5 \div 1,8$, м	$h_9 = 1,6$ м
		D_9	$D_9 = (0,35 \div 0,40)D_i$	$D_9 = 0,40 \times 5,0 = 2,0$ м
Кратер генератора	Діаметр	D_2	$D_2 = D_6 + 2(0,4 \div 0,5)$, м	$D_2 = 7,2 + 2 \times 0,5 = 8,2$ м
	Висота повітряного каналу над статором	h_2	$h_2 \leq h_4, h_2 \geq 0,3$ м	$h_2 = 0,4$ м
	Висота повітряного каналу під статором	h_{13}	$h_{13} \geq 0,8$ м	$h_{13} = 0,9$ м

Закінчення таблиці 4.2

1	2	3	4	5
	Висота зазору між ротором і гальмуючими колодами	h_{11}	$h_{11} = 0,01 \text{ м}$	$h_{11} = 0,01 \text{ м}$
	Висота гальмуючих колодок	h_{12}	$h_{12} = 0,3 \text{ м}$	$h_{12} = 0,3 \text{ м}$
	Габарит проходу	h_{10}	$h_{10} = 1,9 \div 2,0 \text{ м}$	$h_{10} = 2,0 \text{ м}$

Контрольні питання

1. Навести основні параметри гідрогенераторів.
2. Як визначити вагу і розміри гідрогенератора?
3. Навести послідовність монтажу гідрогенератора.

Завдання для самостійної роботи

1. Як визначити необхідну потужність гідрогенератора?
2. Навести класифікацію гідрогенераторів.
3. Укажіть відмінність підвісного і парасольчатого гідрогенераторів.

**5 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 5
ПІДБІР ТРАНСФОРМАТОРА, ПРОЄКТУВАННЯ ВІДКРИТОГО
РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЮ (ВРП)**

Трансформатор підбирається за потрібною потужністю S_T і високою напругою U (на виводах) по каталогах трансформаторів (дод. Е).

Повну потужність трансформатора знаходять так:

$$S_T = \frac{N_G \cdot m}{\eta_T \cdot \cos \phi}, \text{ кВА}, \quad (5.1)$$

де N_G – номінальна активна потужність генератора, кВт;

m – кількість генераторів при підключенні до одного трансформатора, $m = 1$;

η_T – коефіцієнт корисної дії трансформаторів;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності, $\cos \varphi = 0,8-0,85$.

Висока напруга на виводах трансформатора U визначається встановленою потужністю гідроелектростанції N_B : $U = 110$ кВ для $N_B < 150\,000$ кВт, $U = 220$ кВ для $N_B > 150\,000$ кВт.

Добираючи трансформатор, враховується що дозволяється його тимчасове перевантаження на 10 %.

Якщо потужність генератора значна, приймається схема підключення двох трифазних трансформаторів до одного генератора ($m = 1/2$) чи трьох однофазних трансформаторів ($m = 1/3$).

Наводиться схема трансформатора (рис. 5.1) із визначеними розмірами.

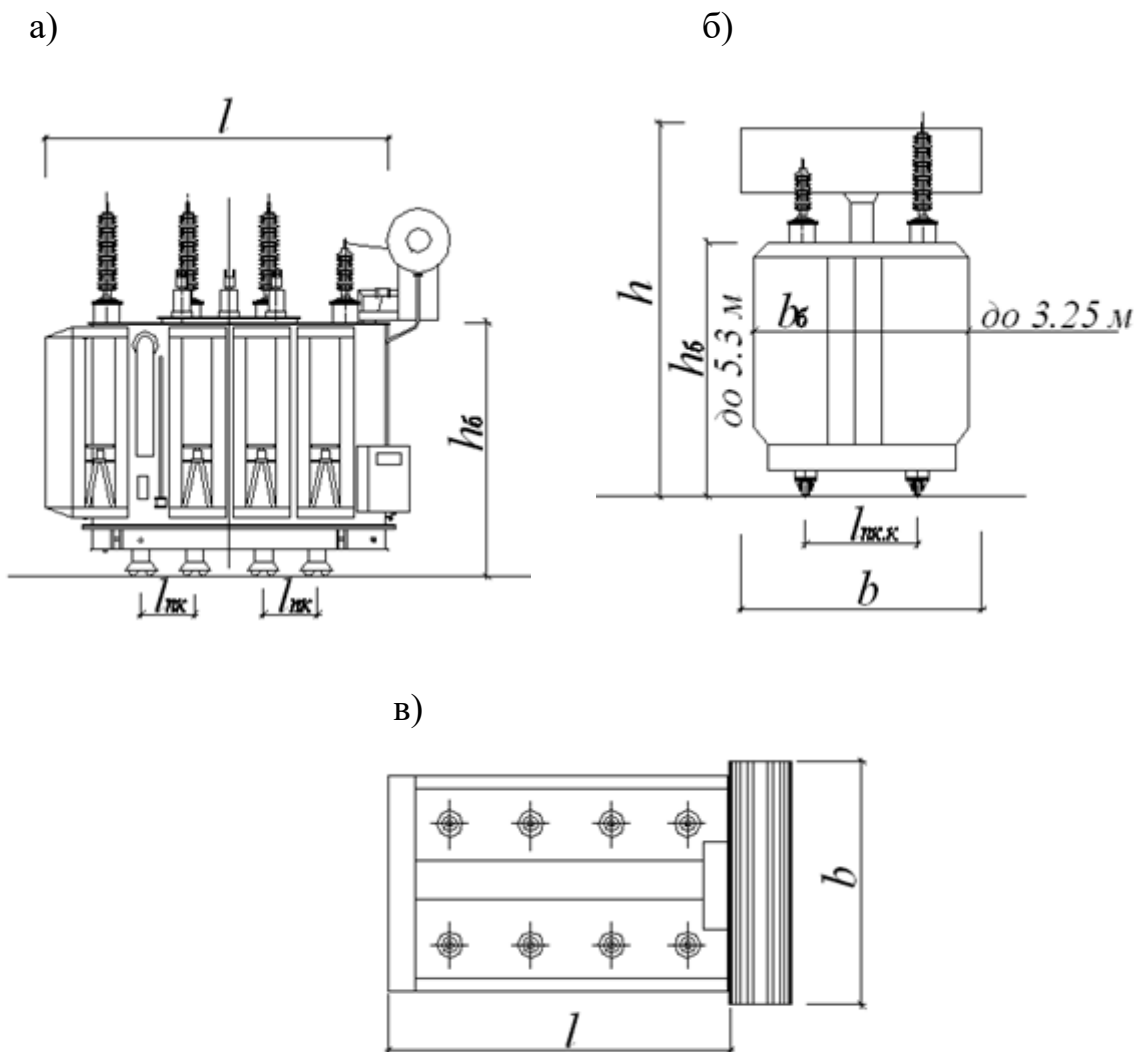


Рисунок 5.1 – Конструктивна схема трансформатора: а – вигляд збоку; б – вигляд з торця; в – план

На плані будівлі ГЕС необхідно розмістити трансформатори – запроектувати відкритий розподільний пристрій.

Приклад підбору трансформатора, проєктування ВРП. Трансформатор підбирається за потрібною потужністю S_T і високою напругою U (на виводах) за каталогами трансформаторів (дод. Е).

Повну потужність трансформатора знаходять так:

$$S_T = \frac{N_G m}{\eta_T \cos \phi} = \frac{9310 \times 1}{0,98 \times 0,8} = 11875 \text{ кВА}, \quad (5.2)$$

де N_G – номінальна активна потужність генератора, кВт;

m – кількість генераторів при підключенні до одного трансформатора, $m = 1$;

η_T – коефіцієнт корисної дії трансформаторів, $\eta_T = 0,97-0,98$;

$\cos \phi$ – коефіцієнт потужності, $\cos \phi = 0,8-0,85$.

Висока напруга на виводах трансформатора U визначається встановленою потужністю гідроелектростанції N_B : $U = 110$ кВ для $N_B < 150\,000$ кВт, $U = 220$ кВ для $N_B > 150\,000$ кВт.

Остаточно приймаємо високу напругу на виводах трансформатора $U = 110$ кВ, за довідковою таблицею приймаємо трансформатор ТДГ – 20000/110, трифазний, масляне охолодження із вдувом, грозозахисний. Повна вага трансформатора становить 59,6 т.

Обираючи трансформатор, враховується, що дозволяється його тимчасове перевантаження на 10 %.

Якщо потужність генератора значна, приймається схема підключення двох трифазних трансформаторів до одного генератора ($m = 1/2$) чи трьох однофазних трансформаторів ($m = 1/3$).

Контрольні питання

1. Навести основні параметри трансформаторів.
2. Як визначити вагу і розміри трансформатора?
3. Навести послідовність монтажу трансформатора.

Завдання для самостійної роботи

1. Як визначити необхідну потужність трансформатора?
2. Навести класифікацію трансформаторів.
3. Проаналізувати маркування трансформаторів.

6 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 6

ВИБІР СМІТТЄЗАТРИМУЮЧИХ РЕШІТОК. ВИБІР АВАРІЙНИХ І РЕМОНТНИХ ЗАТВОРІВ

Вибір сміттєзатримуючих решіток і їх розмірів. Сміттєзатримуючі решітки захищають турбіни від плаваючих тіл, льоду, сміття. Вони не є стандартним обладнанням і проєктуються індивідуально [1, 5, 10].

Зазвичай застосовуються вертикальні плоскі решітки, що встановлюються в пази биків (при заглибленні до 30–40 м), інколи встановлюються решітки стаціонарної нездійманої конструкції (при значному заглибленні).

Площа решіток, що перекривають отвір водоводу турбіни,

$$F_P = \frac{Q_T}{v_P}, \text{ м}^2, \quad (6.1)$$

де Q_T – витрата турбіни, $\text{м}^3/\text{с}$;

v_P – швидкість потоку на решітці, $\text{м}/\text{с}$.

Якщо поріг водоприймача заглиблений не більше ніж на 40 м нижче НПР, то $v_P = 0,8\text{--}1,2 \text{ м}/\text{с}$, для глибинних водоприймачів $v_P = 0,5\text{--}0,8 \text{ м}/\text{с}$.

Висота решіток H_P та їх довжина l_P повинні відповідати умові $F_P < h_P \times l_P$. Для руслових ГЕС $l_P = B_{СП}$, а якщо в турбінній камері встановлено бики, то довжина решіток l_P буде меншою на загальну товщину биків.

Приклад вибору сміттєзатримуючих решіток і їх розмірів. Сміттєзатримуючі решітки захищають турбіни від плаваючих тіл, льоду, сміття. Вони не є стандартним обладнанням і проєктуються індивідуально.

Зазвичай застосовуються вертикальні плоскі решітки, що встановлюються в пази бичків (при заглибленні до 30–40 м), інколи встановлюються грати стаціонарної нездійманої конструкції (при значному заглибленні).

Площа решіток, що перекривають отвір водоводу турбіни,

$$F_P = \frac{Q_T}{v_P} = \frac{85,86}{1,1} = 78,05 \text{ м}^2, \quad (6.2)$$

де Q_T – витрата турбіни, $\text{м}^3/\text{с}$;

v_P – швидкість потоку на решітці, $\text{м}/\text{с}$.

Якщо поріг водоприймача заглиблений не більше ніж на 40 м нижче НПР, то $v_{ГР} = 0,8\text{--}1,2 \text{ м}/\text{с}$, для глибинних водоприймачів $v_{ГР} = 0,5\text{--}0,8 \text{ м}/\text{с}$.

Визначаємо ширину однієї сміттєзатримуючої решітки:

$$B_{P1} = \frac{B_{СП} - \delta}{n} = \frac{10 - 2}{2} = 4,0 \text{ м}, \quad (6.3)$$

де $B_{СП}$ – ширина спіральної (турбінної) камери, $B_{СП} = 10,0$ м;

δ – ширина бика, $\delta = 2,0$ м;

n – кількість прогонів, $n = 2$.

Визначаємо висоту однієї решітки:

$$H_{P1} = \frac{F_P}{B_P \times n} = \frac{78,05}{4,0 \times 2} = 9,76 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Розбиваємо сміттєзатримуючу решітку по висоті на 3 секції по 3,3 м кожна.

Із досвіду експлуатації відомо, що вага 1 м^2 решітки наближено становить $0,22$ т, тому вага однієї секції $4 \text{ м} \times 3,3 \text{ м} \times 0,22 \text{ т} = 2,9$ т.

Паз сміттєзатримуючої решітки суміщаємо з пазом ремонтного затвора. Періодичне очищення решітки здійснюється грейфером, який обслуговується козловим краном верхнього щитового відділення. Паз грейфера розміщуємо безпосередньо в пазі сміттєзатримуючої решітки. Ширину паза грейфера конструктивно приймаємо 30 см.

Решітки обслуговуються козловим краном верхнього щитового відділення.

Вибір аварійних і ремонтних затворів. У водоприймачах пригребельних ГЕС зазвичай застосовуються металеві плоскі затвори. Їх розміри визначаються конструктивно згідно із стандартними розмірами прогонів отворів, що перекриваються.

Вихідні отвори відсмоктувальних труб можуть перекриватися ремонтними затворами або шандорним загородженням з 3–4-х секцій за висотою отвору.

Вага плоского колісного затвора визначається за формулою

$$G_{ЗАТ} = \left(\frac{Q \times L}{39} \right)^{0,73}, \text{ т}, \quad (6.5)$$

де Q – гідростатичний тиск, що визначається за формулою

$$Q = (2H - h) \cdot \frac{L \cdot h}{2}, \text{ т}, \quad (6.6)$$

де L – прогон затвора, м;

H – геометричний напір на порозі затвора, для верхнього б'єфа визначається, як різниця між позначкою НПР і порога затвора, для нижнього б'єфа визначається, як різниця між позначкою $НБ_{МАХ}$ і порога затвора, м;

h – висота отвору, що перекривається, м.

Вага плоского затвора на ковзаючих опорах визначається за формулою

$$G_{ЗАТ} = \left(\frac{Q \times L}{49} \right)^{0,7}, \text{ т.} \quad (6.7)$$

Приклад вибору аварійних і ремонтних затворів. У водоприймачах руслових та пригребельних ГЕС зазвичай застосовуються металеві плоскі затвори. Їх розміри визначаємо конструктивно згідно із стандартними розмірами прогонів отворів, що перекриваються.

У водоприймачі встановлено аварійно-ремонтні і ремонтні затвори. Аварійно-ремонтні затвори прийняті металеві плоскі колесні, ремонтні затвори прийняті металеві плоскі на ковзаючих опорах.

Зі сторони нижнього б'єфа для виконання ремонтних та профілактичних робіт проточної частини вихідні отвори відсмоктувальних труб перекриваються ремонтними затворами – металевими плоскими на ковзаючих опорах.

Гідростатичний тиск на аварійно-ремонтний затвор з боку верхнього б'єфа та його вага

$$Q = (2H - h) \cdot \frac{L \cdot h}{2} = (2(212 - 198) - 8,5) \cdot \frac{4 \cdot 8,5}{2} = 331,5 \text{ т,} \quad (6.8)$$

$$G_{ЗАТ} = \left(\frac{Q \times L}{39} \right)^{0,73} = \left(\frac{331,5 \times 4}{39} \right)^{0,73} = 13,12 \text{ т.} \quad (6.9)$$

Гідростатичний тиск на ремонтний затвор та його вага

$$Q = (2H - h) \cdot \frac{L \cdot h}{2} = (2(212 - 198) - 11) \cdot \frac{4 \cdot 11}{2} = 374 \text{ т,} \quad (6.10)$$

$$G_{ЗАТ} = \left(\frac{Q \times L}{49} \right)^{0,7} = \left(\frac{374 \times 4}{49} \right)^{0,7} = 10,95 \text{ т.} \quad (6.11)$$

Гідростатичний тиск на ремонтний затвор з боку нижнього б'єфа та його вага

$$Q = (2H - h) \cdot \frac{L \cdot h}{2} = (2(206,9 - 192,5) - 5,4) \cdot \frac{4 \cdot 5,4}{2} = 252,7 \text{ т,} \quad (6.12)$$

$$G_{ЗАТ} = \left(\frac{Q \times L}{49} \right)^{0,7} = \left(\frac{252,7 \times 4}{49} \right)^{0,7} = 8,3 \text{ т.} \quad (6.13)$$

Висоту затворів визначаємо після конструювання водоприймача ГЕС.

З боку верхнього б'єфа:

– висота аварійно-ремонтного затвора $h_{AP} = 9,0$ м;

– висота ремонтного затвора $h_P = 12,0$ м.

Аварійно-ремонтний затвор ділимо на секції: 3 секції по 3,0 м кожна шириною 4,0 м. Ремонтний затвор ділимо на секції: 4 секції по 3,0 м кожна шириною 4,0 м.

Вага секції аварійно-ремонтного затвора – $13,12 : 3 = 4,4$ т; вага секції ремонтного затвора – $10,95 : 4 = 2,7$ т.

Затвори обслуговуються козловим краном верхнього щитового відділення.

З боку нижнього б'єфа висота ремонтного затвора $h_P = 6,0$ м.

Ремонтний затвор ділимо на секції: 2 секції по 3,0 м кожна шириною 4,0 м.

Вага секції ремонтного затвора – $8,32 : 2 = 4,2$ т.

Затвори обслуговуються козловим краном нижнього щитового відділення.

Контрольні питання

1. Навести основні параметри сміттєзатримуючих решіток.
2. Як визначити вагу і розміри, кількість секцій сміттєзатримуючої решітки?
3. Навести способи очищення сміттєзатримуючих решіток.

Завдання для самостійної роботи

1. Як визначити вагу і розміри аварійних і ремонтних затворів?
2. Навести послідовність маневрування затворами ГЕС.
3. Указати призначення аварійних і ремонтних затворів.

7 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 7 ВИБІР КРАНОВОГО УСТАТКУВАННЯ

Необхідно підібрати основний кран машинної зали, крани, що обслуговують щитове відділення водоприймача ГЕС і затвори відсмоктувальних труб будівлі ГЕС. Застосовуються мостові і козлові крани, засоби малої механізації.

Мостові крани (рис. 7.1) використовують в закритих машинних залах, а козлові крани (рис. 7.2) – у напіввідкритих машинних залах зі значною кількістю агрегатів (більше 6-ти). Також козлові крани застосовують для обслуговування

затворів, решіток, для очищення прилеглого водного простору від сміття, топляків, деревини.

Крани підбирають залежно від вантажопідйомності, яка визначається максимальною масою вантажу. Вантажопідйомність головного крана, який застосовується для монтажу і ремонту агрегатів, визначається за масою ротора генератора G_p .

Заводи випускають мостові крани вантажопідйомністю 50/10 т, 75/20 т, 100/20 т, 125/20 т, 150/30 т, 200/30 т, 250/30 т, 320/32 т (у чисельнику – вантажопідйомність основного гака, у знаменнику – вантажопідйомність допоміжного гака).

Якщо маса ротора перевищує 400 т, його переносять два спарені крани, які мають спільну балку-траверсу. Маса траверси становить 10–15 % від маси ротора. Обидва крани повинні мати однакову вантажопідйомність, яка дорівнює половині маси ротора і траверси.

Спарені крани застосовують і у випадку, коли маса ротора менша ніж 400 т, але кількість агрегатів більше 10-ти.

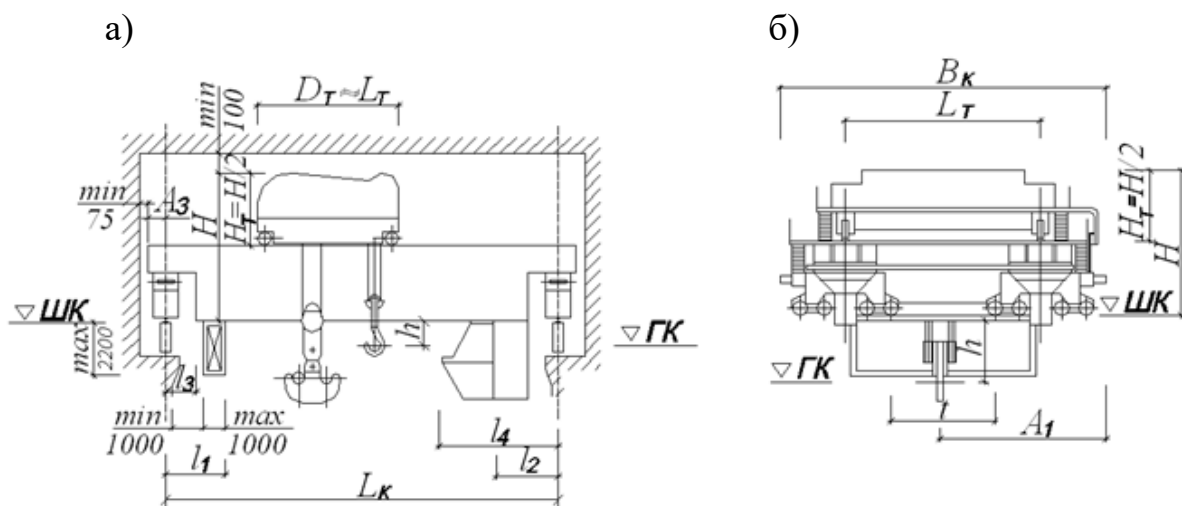


Рисунок 7.1 – Схема мостового крана:

а – вигляд з торця; б – вигляд збоку

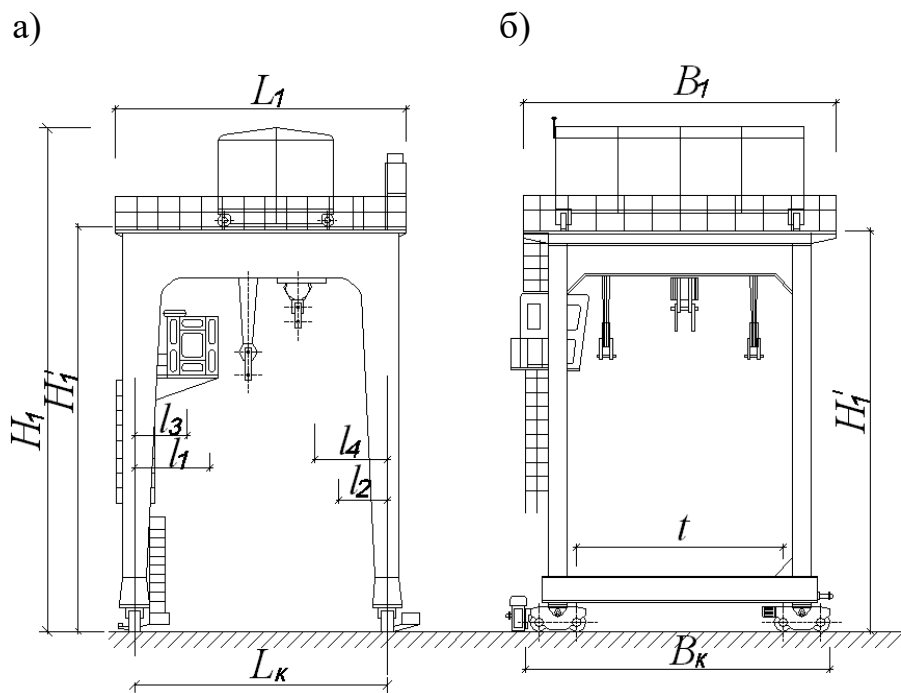


Рисунок 7.2 – Схема козлового крана:
а – вигляд з торця; б – вигляд збоку

Для спареної роботи застосовуються тільки мостові крани.

Прогони кранів залежать від конструктивних особливостей машинної зали. Для серійних кранів прогони проектуються з кроком 1,0 м, для індивідуальних та козлових кранів – із кроком 0,5 м.

Крани, які обслуговують щитове відділення водоприймача ГЕС та затвори відсмоктуючих труб, підбирають згідно з масою найбільших елементів – затворів, решіток.

У записці необхідно навести вантажопідйомність кранів, їхні прогони, навести схему основного крана за розмірами з додатка Ж.

Приклад вибору кранового устаткування. Для проведення монтажних робіт щодо основного гідроенергетичного обладнання в машинній залі передбачаємо встановлення основного крана. Приймаємо будівлю ГЕС з машинною залою закритого типу, у якій встановлено мостовий кран.

Основний кран будівлі ГЕС підбирають залежно від маси ротора генератора $G_p = 77,51$ т.

При кількості агрегатів $Z < 10$ шт. і потужності ГЕС менше ніж 500 МВт приймаємо кран мостовий спеціальний, в. п. 100/20 т, із прогоном 12,5 м (в. п. – вантажопідйомність).

Ширина закритої машинної зали при підвісному генераторі визначається за формулою

$$B_{М.З.} = D_{КР} + П_1 + П_2 = 8,20 + 2,0 + 1,5 = 11,70 \text{ м}, \quad (7.1)$$

де $D_{КР}$ – діаметр кратера генератора;

$$D_{КР} = 8,20 \text{ м};$$

$П_1, П_2$ – ширина експлуатаційних проходів, $П_1 = 2,0 \text{ м}, П_2 = 1,5 \text{ м}$.

Висотне розміщення і прогон основного крана визначається з умови пронесення обладнання, що монтується.

Для обслуговування щитових відділень зі сторони ВБ та НБ передбачаємо встановлення козлових кранів.

Вантажопідйомність крана $T_{КР}$ для обслуговування щитового відділення ВБ підбираємо за найбільшою масою аварійно-ремонтного затвора:

$$T_{КР} = 1,5 \times G_{ЗАТ} = 1,5 \times 13,12 = 19,68 \text{ т}. \quad (7.2)$$

Приймаємо кран козловий 50/10 т, із прогоном 8,2 м. Цей кран обладнується грейфером для очищення сміттєзатримуючої решітки (табл. 7.1).

Аналогічно визначаємо вантажопідйомність крана $T_{КР}$ для обслуговування ремонтного затвора відсмоктувальної труби:

$$T_{КР} = 1,1 \times G_{ЗАТВ} = 1,1 \times 8,0 = 8,8 \text{ т}. \quad (7.3)$$

Приймаємо кран козловий спеціальний 2 т × 5 т, із прогоном 4,0 м. Результати розрахунків зводимо в таблицю 7.2.

Таблиця 7.1

Найменування	К-сть шт.	Площа, м ²		Маса, т	
		Одиниці	Загальна	Одиниці	Загальна
Водоприймач будівлі ГЕС					
Решітка сміттєзатримуюча 4,0–9,9–14,3	8	39,05	312	8,7	69,6
Затвор ремонтний плоский ковзний 4,0–9,0–14,3	8	48	288	8,4	201,6
Затвор плоский колісний аварійно-ремонтний 4,0–7,5–14,3	8	36	288	8,4	201,6
Нижній б'єф ГЕС					
Затвор плоский ковзний 4,0–5,0–14,4	8	24	144	8,4	100,8

Таблиця 7.2

Найменування	К-сть шт.	Маса, т	
		Одиниці	Загальна
Водоприймач будівлі ГЕС			
Кран козловий спеціальний 2 т × 32 т, прогон 8,2 м	1	50,0	50,0
Затворосховище	1	6,0	6,0
Грейфер плоскощелепний	1	4,0	4,0
Інше допоміжне обладнання	–	–	106,3
Всього механічного обладнання на водоприймачі будівлі ГЕС	–	–	258,3
Машинна зала			
Кран мостовий спеціальний, в. п. 100/20 т, прогон 10,5 м	1	80,0	80,0
Інше допоміжне обладнання	–	–	21,0
Всього механічного обладнання в машинній залі	–	–	101,0
Нижній б'єф ГЕС			
Кран козловий спеціальний, в. п. 2 т × 5 т, прогон 4,0 м	1	13,0	13,0
Інше допоміжне обладнання	–	–	37,0
Всього механічного обладнання в нижньому б'єфі ГЕС	–	–	66,0
Водозливна гребля			
Гідропривід для керування сегментним затвором	1	26,5	26,5
Гідропривід для керування клапаном	1	4,0	4,0
Керування гідроприводом місцеве	1	0,5	0,5
Інше допоміжне обладнання	–	–	131,0
Всього механічного обладнання на водозливній греблі	–	–	452,0

Контрольні питання

1. Навести призначення монтажних кранів машинної зали.
2. Як визначити вантажопідйомність кранів машинної зали?
3. Пояснити, коли обирають козловий монтажний кран машинної зали.

Завдання для самостійної роботи

1. Навести основні технічні параметри мостових кранів.
2. Навести основні технічні параметри козлових кранів.
3. У якому випадку в машинній залі встановлюють два крани?

8 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 8 ПРОЄКТУВАННЯ АГРЕГАТНОГО БЛОКА ТА ВЕРХНЬОЇ БУДОВИ БУДІВЛІ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПРИГРЕБЕЛЬНОГО ТИПУ

Розробка двох варіантів компоновки гідровузла з бетонною греблею та греблею із місцевих матеріалів. У завданні наведено район будівництва гідровузла. Потрібно обрати найоптимальніший з інженерної точки зору створ. Створ гідровузла обрано в найбільш вузькому місті річки для зменшення обсягу робіт. Лінія створу пряма і нормальна щодо загального напрямку течії річки, що запобігає впливу несприятливих течій і нерівномірного підходу води до водопропускних отворів споруд. Неподалік від створу розміщується зручний будівельний майданчик для будівельного господарства і робітничого поселення. Місце розташування створу забезпечує пропуск витрат річки в період будівництва гідровузла [1, 6, 9, 20].

Вартість гребель у складі високонапірного гідровузла за даними світового досвіду становить 40–70 % від вартості будівництва всіх споруд, тому вибору типу греблі потрібно приділяти особливу увагу.

На першій стадії проєктування вирішується питання, чи буде основна гребля із бетону чи ґрунтова. Зазвичай питання вирішується техніко-економічним порівнянням варіантів.

При виборі бетонної греблі тип її вирішується з урахуванням місцевих умов: форми створу, геологічних умов, водності річки, наявності місцевих матеріалів і їх вартості, способу пропуску будівельних витрат та ін.

При виборі типу ґрунтової греблі вирішальне значення має наявність і кількість місцевих матеріалів, а потім – характер основи і берегових прилягань, багатоводність річки, кліматичні умови.

Компонування споруд у вузьких створах може мати два основні рішення:

– будується бетонна гравітаційна гребля і всі водоскиди розміщуються по можливості в ній чи частково на березі; будівлю ГЕС розташовують в тілі греблі чи безпосередньо за нею чи під землею;

– будується ґрунтова гребля, зазвичай кам'яно-земляна, всі водоскидні і водопідвідні споруди в берегах, а будівля ГЕС, як правило, підземного типу.

Прикладом першого варіанта є Чіркейський гідровузел (рис. 8.1) та Токтогульська ГЕС (рис. 8.2). Прикладом другого варіанта є Нурекський гідровузел (рис. 8.3). Під час виконання роботи розроблено два варіанти компоновання (рис. 8.4, 8.5). Доцільна схема з бетонною греблею. До того ж місцеві матеріали відсутні, основа – скельна, дешевше побудувати бетонний завод, ніж рубати скелю і використовувати її як будматеріалу, тому при проектуванні будемо розглядати бетонну греблю.

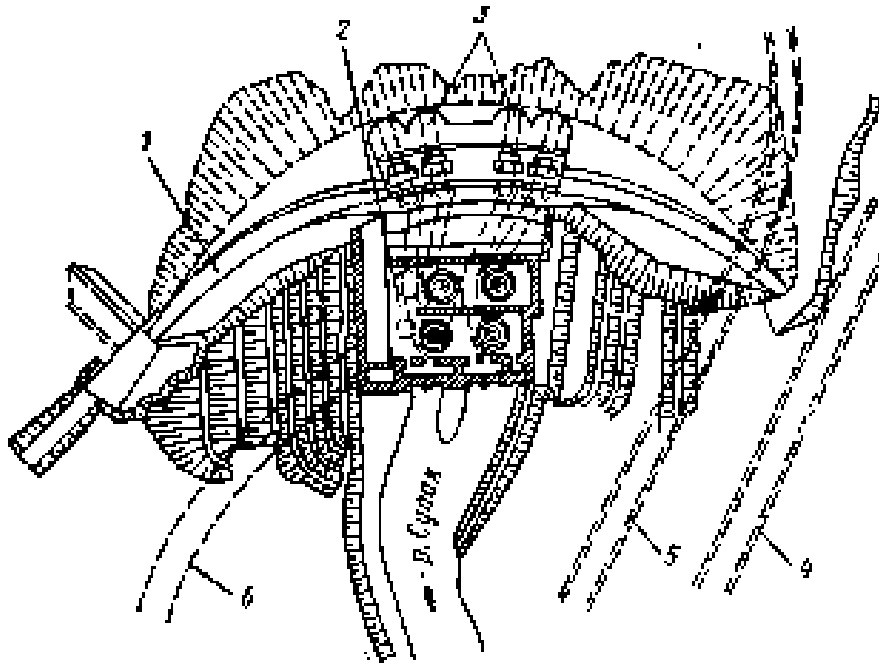


Рисунок 8.1 – Чіркейський гідровузел на р. Сулак:

- 1 – аркова гребля; 2 – будівля ГЕС; 3 – водозабори для ГЕС;
4 – експлуатаційний водоскид; 5 – будівельний тунель; 6 – транспортний тунель

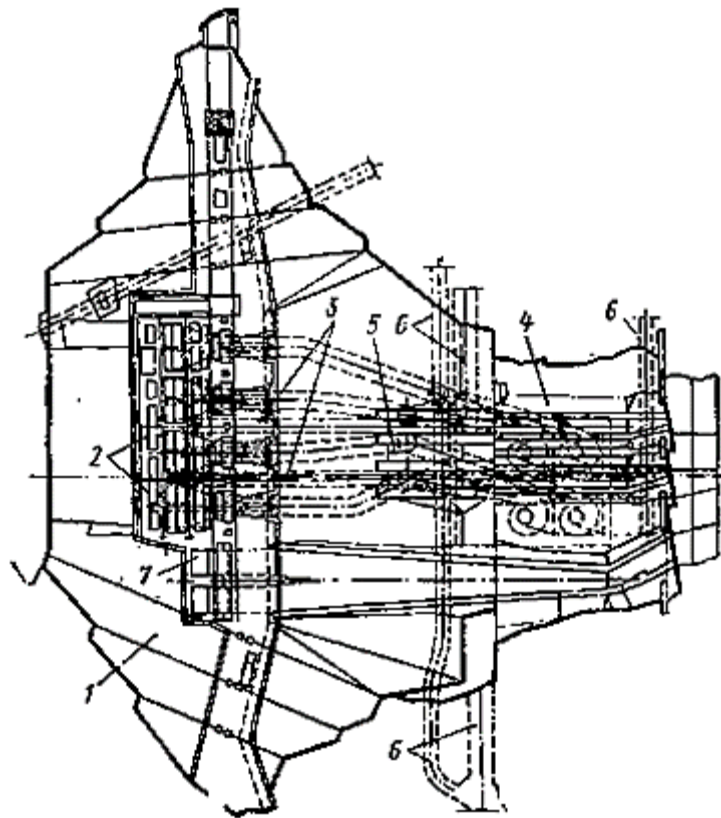


Рисунок 8.2 – Токтогульський гідровузел на р. Нарин: 1 – гребля; 2 – водозабір ГЕС; 3 – трубопровід ГЕС; 4 – затвори водоскидів; 5 – будівля ГЕС; 6 – монтажний майданчик; 7 – межа цементациі

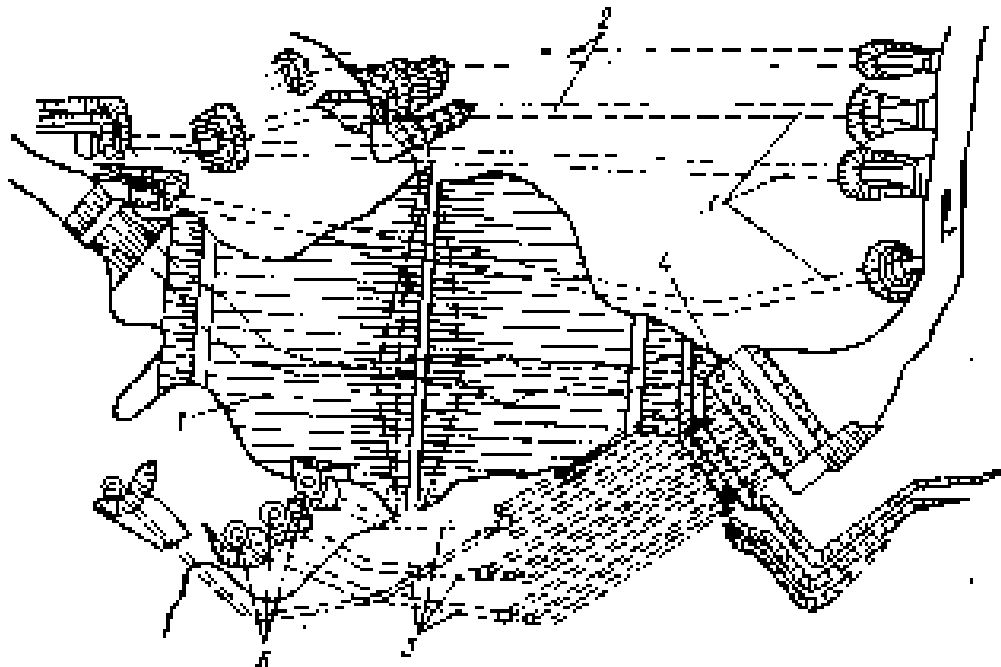


Рисунок 8.3 – Нурекський гідровузел на р. Вахш: 1 – кам'яно-земляна гребля; 2 – паводковий водоскид; 3 – будівельний тунель; 4 – будівля ГЕС; 5 – підвідний тунель; 6 – забір води для ГЕС

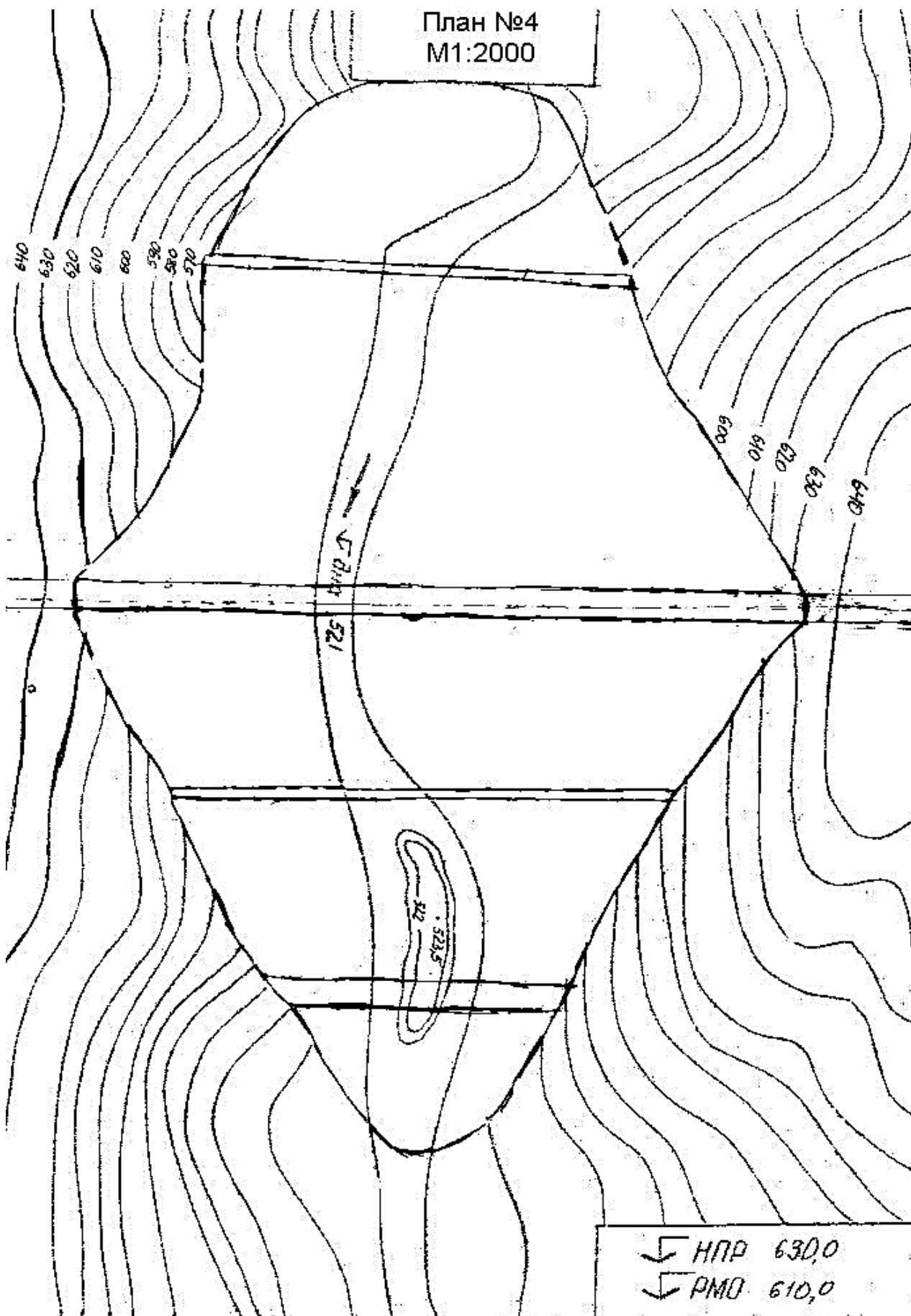


Рисунок 8.4 – Варіант компоновки з греблею із місцевих матеріалів

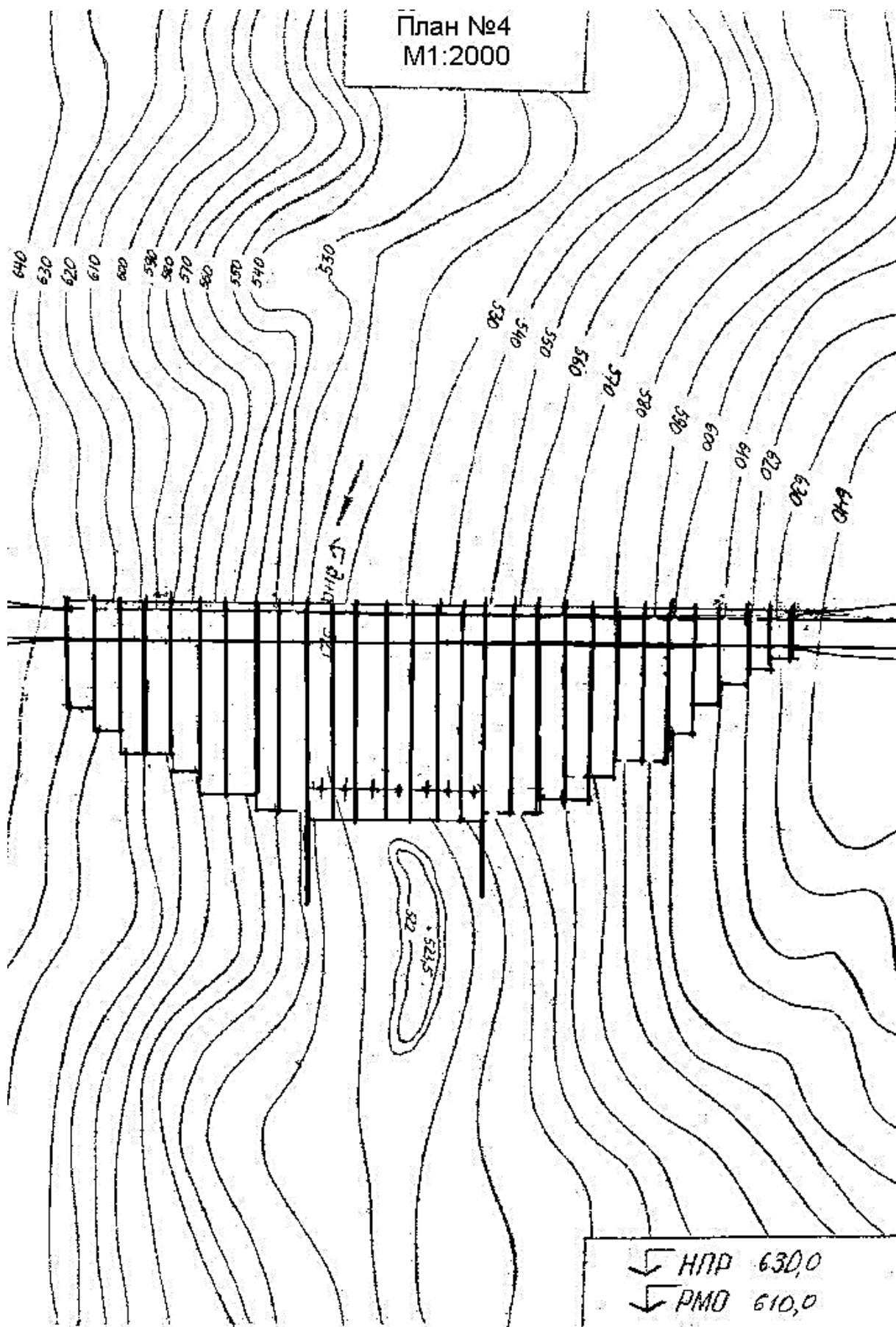


Рисунок 8.5 – Варіант компоновки бетонної греблі

Баштові водоприймачі доцільні в гідровузлах з місцевими матеріалами чи з бетонними арковими греблями. До того ж потрібно будувати спеціальний міст для з'єднання башти з берегами чи з греблею, а це зайві витрати. Також він має неоднакову стійкість в різних напрямках (найменша – паралельна до берега). Таким чином, обраний тип водоприймача – пригребельний, може мати приблизно конструкцію, зображену на рисунку 8.7.

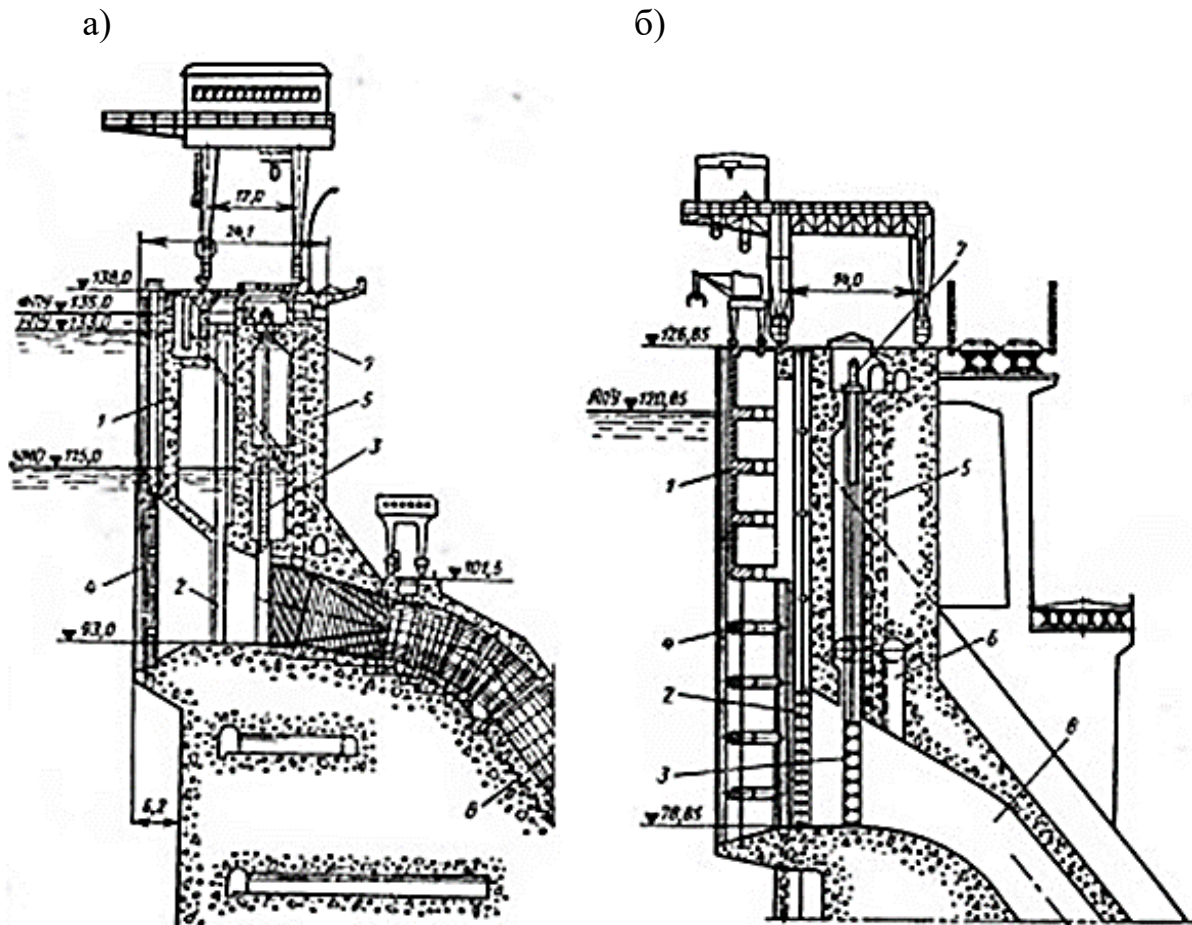


Рисунок 8.7 – Пригребельний водоприймач: а – зі здійманою решіткою; б – зі стаціонарною решіткою; 1 – забральна балка; 2 – ремонтний затвор; 3 – аварійно-ремонтний затвор; 4 – сміттеутримуюча решітка; 5 – аераційна труба; 6 – байпас; 7 – гідропідйомник; 8 – турбінний водовід

Підбір і аналіз варіантів подібних будівель ГЕС. Варіантами подібних ГЕС (під подібністю мається на увазі приблизне значення напору H_p , м і встановленої потужності N_B , МВт, пригребельна компоновка гідровузла, однаковий тип греблі) є Бухтармінський (рис. 8.8), Курпсайський (рис. 8.9) гідровузли.

Перша ГЕС має $H_p = 61$ м; 9 радіально-осьових турбін із загальною потужністю $N_B = 675$ МВт, основа – скельна.

Друга ГЕС має $H_p = 91,5$ м; 4 радіально-осьові турбіни із загальною потужністю $N_B = 800$ МВт, основа – скельна.

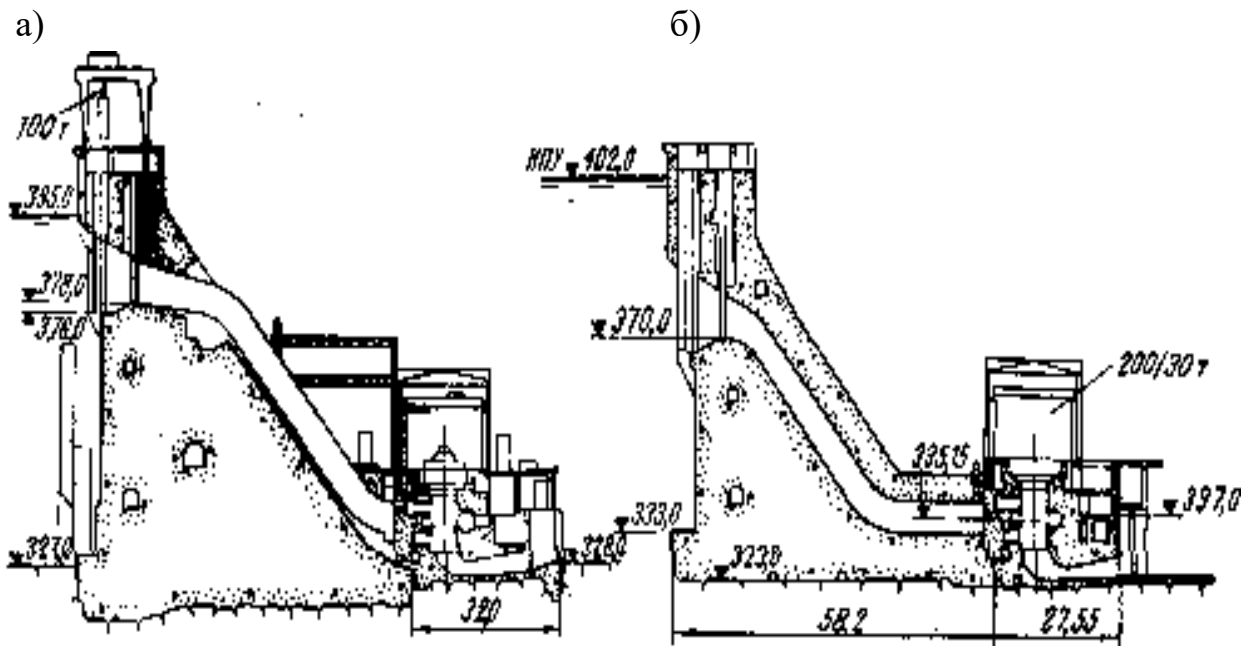


Рисунок 8.8 – Бухтармінська ГЕС: а – переріз по осі 8-го агрегату; б – переріз по осі 3-го агрегату

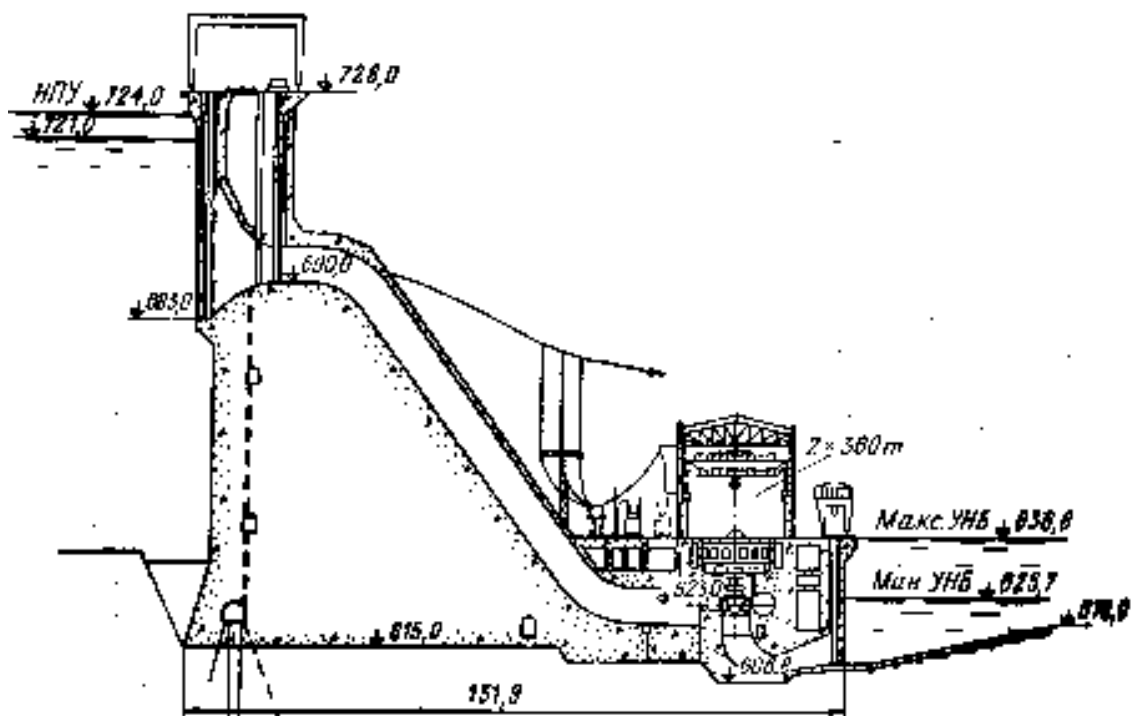


Рисунок 8.9 – Переріз по осі агрегату Курпсайської ГЕС

Будівля ГЕС розташовується безпосередньо неподалік від тіла греблі і таким чином, не сприймає гідростатичний тиск верхнього б'єфа, що дозволяє

значно полегшити її конструкцію (рис. 8.10–8.12). Для забезпечення більш рівномірного підводу води до турбіни перед спіральною камерою зазвичай влаштовують невелику горизонтальну ділянку водоводу, яка утворює між греблею і будівлею ГЕС майданчик, достатній для розміщення трансформаторів.

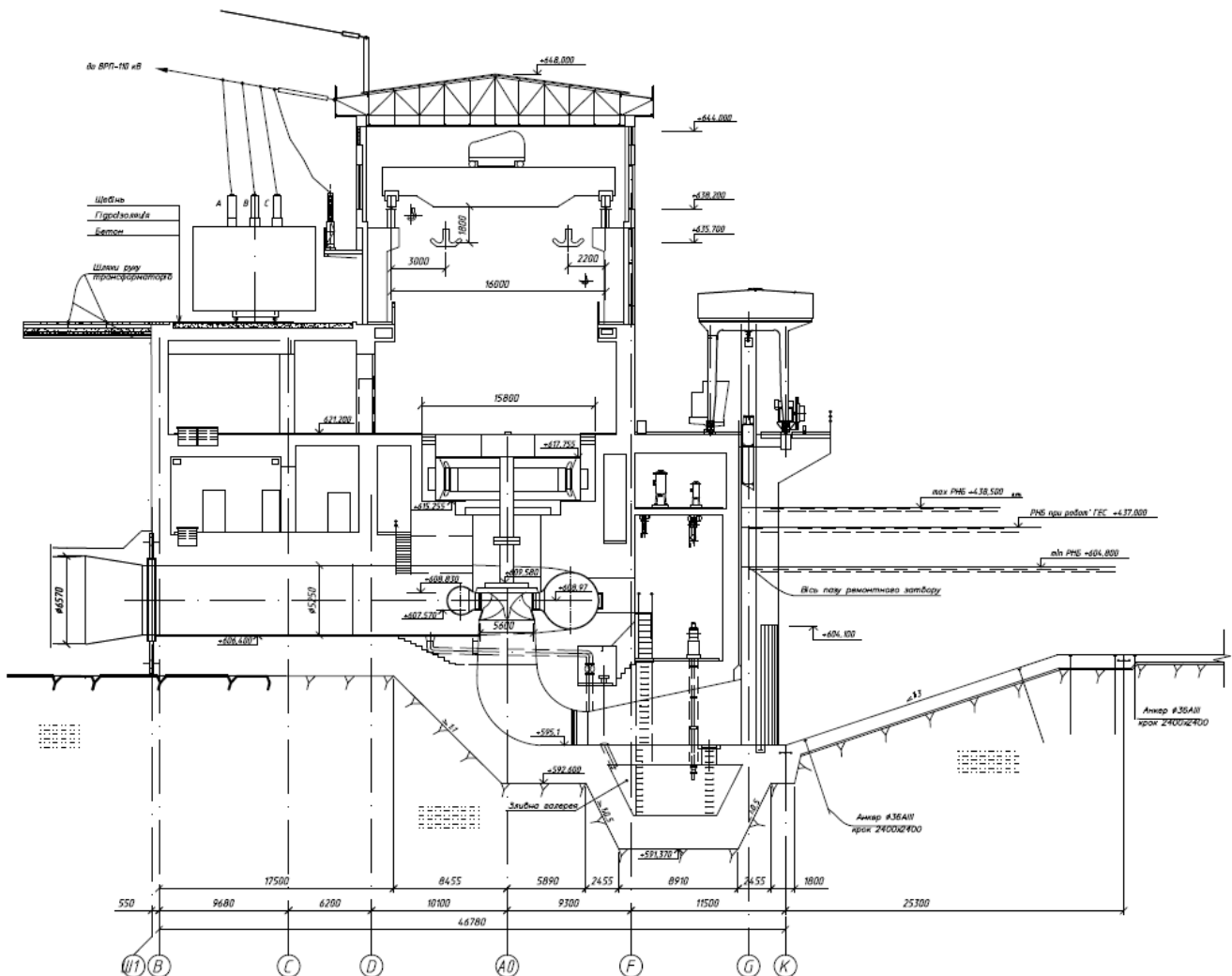


Рисунок 8.10 – Поперечний переріз будівлі ГЕС пригребельного типу на скельній основі з РО турбінами

Розміри надводної частини визначаються розмірами і типом обладнання, умовами його монтажу.

Підводна частина будівлі ГЕС перебуває під тиском води нижнього б'єфа. Розміри і конструктивне рішення цієї частини будівлі ГЕС визначаються ґрунтами основи, напором, розмірами проточного тракту турбін.

Агрегатний блок – частина будівлі, у межах якої розташовується агрегат. Деяка кількість агрегатних блоків складає секцію будівлі ГЕС. Секції відокремлюються одна від одної температурно-деформаційними швами. При розташуванні будівлі ГЕС на скельних основах температурно-деформаційні шви передбачаються між кожним агрегатним блоком.

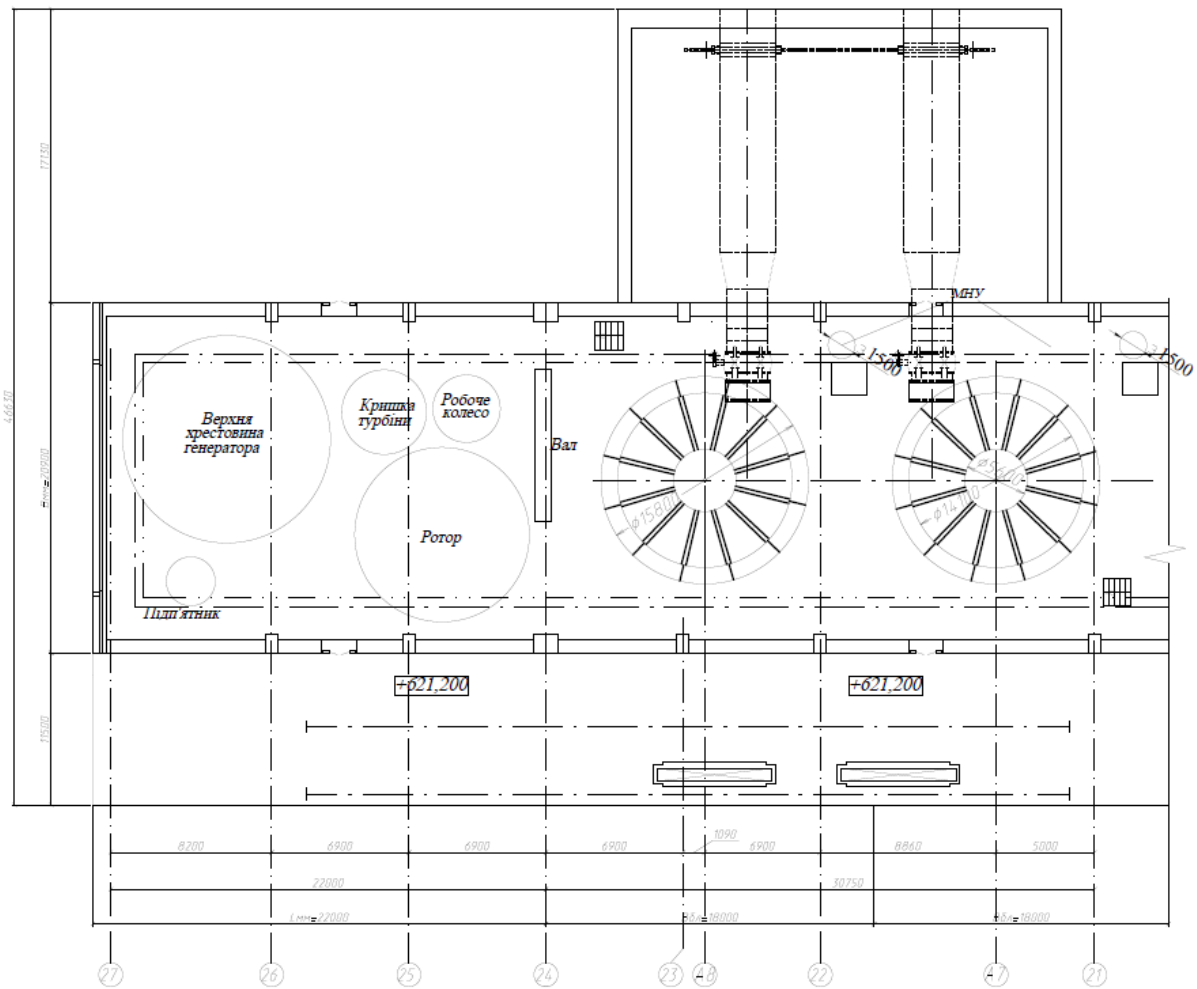


Рисунок 8.11 – План будівлі ГЕС пригребельного типу на скельній основі

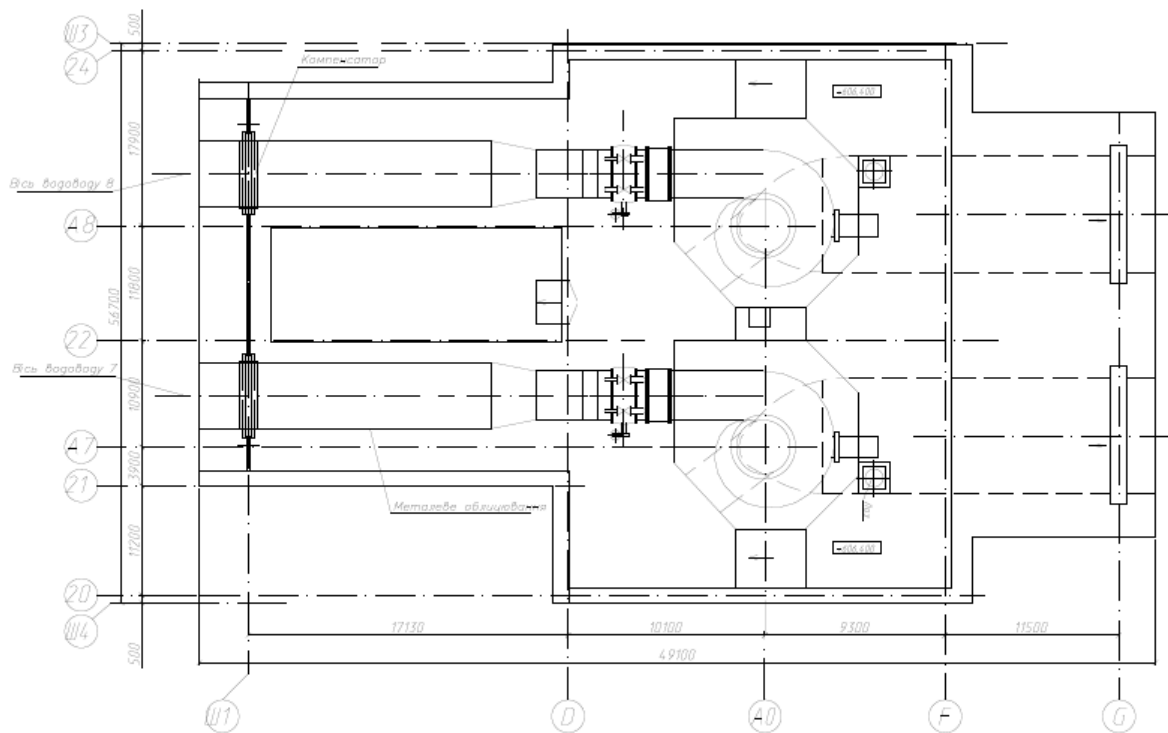


Рисунок 8.12 – План агрегатних блоків пригребельної ГЕС із роздільними водозабірними отворами і турбінними трубопроводами

Конструювання агрегатного блока. Агрегатний блок будівлі ГЕС становить масивну залізобетонну споруду, обмежену фундаментною плитою і основними биками. Між биками розміщується агрегат з проточним трактом. Проточний тракт складається з водоприймача, турбінної камери і відсмоктувальної труби.

Основними розмірами агрегатного блока є ширина $V_{\text{БЛ}}$, довжина $L_{\text{БЛ}}$, висота $H_{\text{БЛ}}$ блока. Ширина блока визначається так:

$$V_{\text{БЛ}} = V_{\text{ТК}} + \delta \geq D_{\text{КГ}} + (2-3) \text{ м}, \quad (8.1)$$

де $V_{\text{ТК}}$ – ширина турбінної камери на вхідному перерізі;

δ – товщина основних биків;

$D_{\text{КГ}}$ – діаметр кратера генератора.

Попередньою товщиною основних биків можна прийняти $\delta = (0,1 - 0,15)V_{\text{ТК}}$ або $\delta = 1,5 - 3,0$ м. Товщина додаткових (проміжних) биків приймається такою: $\delta = 1,5-2,0$ м.

При остаточному визначенні ширини блока $V_{\text{БЛ}}$ і ширини секції $V_{\text{С}}$

$$V_{\text{С}} = n_{\text{БЛ}} \cdot V_{\text{БЛ}}, \quad (8.2)$$

де $n_{\text{БЛ}}$ – кількість блоків у секції.

Необхідно враховувати схему розрізу будівлі ГЕС деформаційними швами.

Довжина блока $L_{\text{БЛ}}$ визначає ширину будівлі ГЕС і складається (рис. 8.13–8.14) з довжини турбінного водоводу $L_{\text{В}}$, довжини відсмоктувальної труби $L_{\text{ВТ}}$, ширини паза ремонтного затвора $b_{\text{ПЗ}}$, віддалення паза затвора від краю бика $L_{\text{ПЗ}}$, визначається так:

$$L_{\text{БЛ}} = L_{\text{В}} + L_{\text{ВТ}} + b_{\text{ПЗ}} + L_{\text{ПЗ}}. \quad (8.3)$$

Коли паз ремонтного затвора розташований в межах дифузора відсмоктувальної труби, розмір ширини паза ремонтного затвора $b_{\text{ПЗ}}$ не враховується.

Складові виразу (8.3) визначаються виходячи з конструктивно-технологічних умов розміщення обладнання і забезпечення мінімально необхідних технологічних розмірів основних конструктивних елементів споруди.

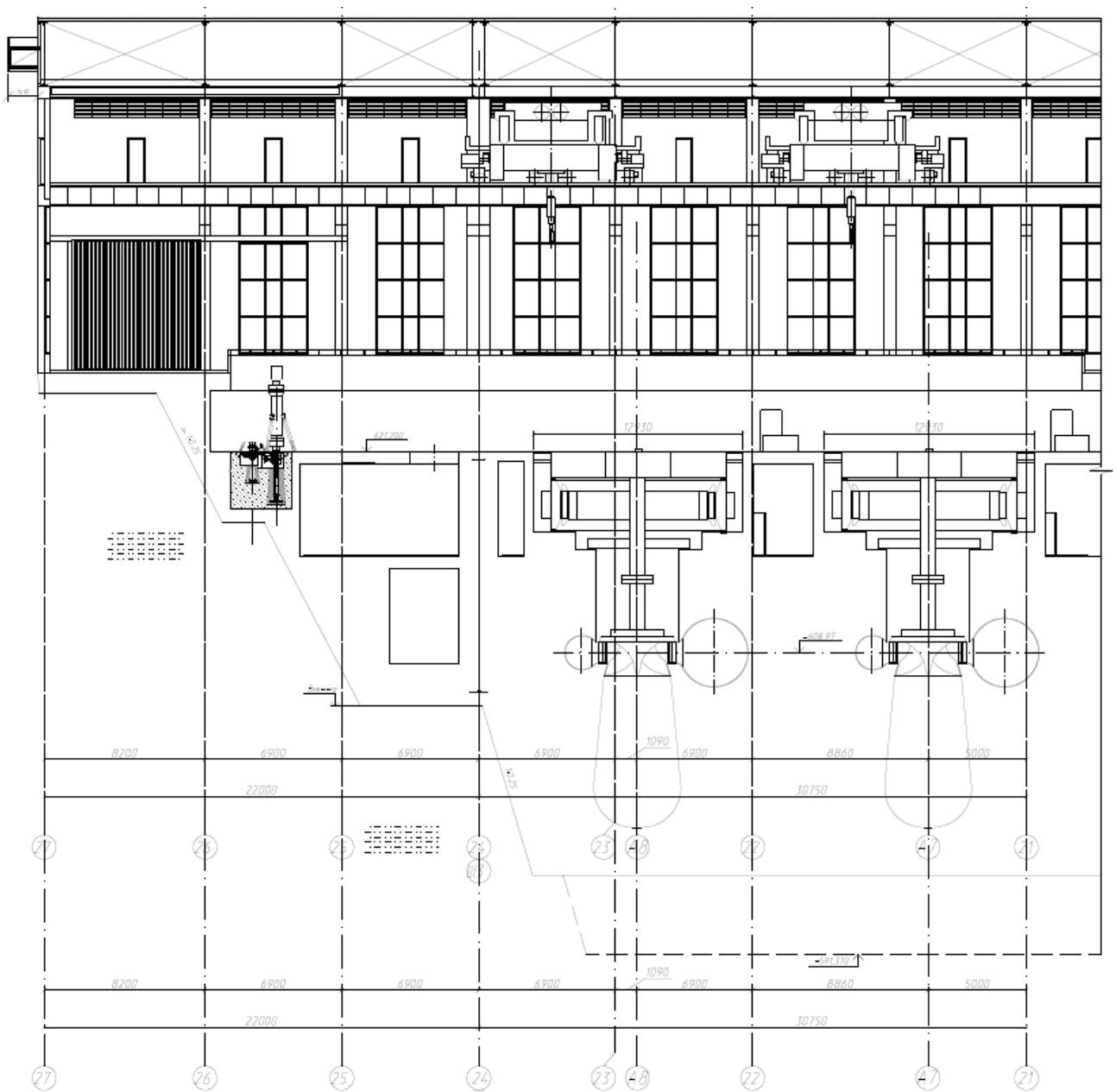


Рисунок 8.13 – Поздовжній переріз по осі агрегатів будівлі ГЕС пригребельного типу на скельній основі

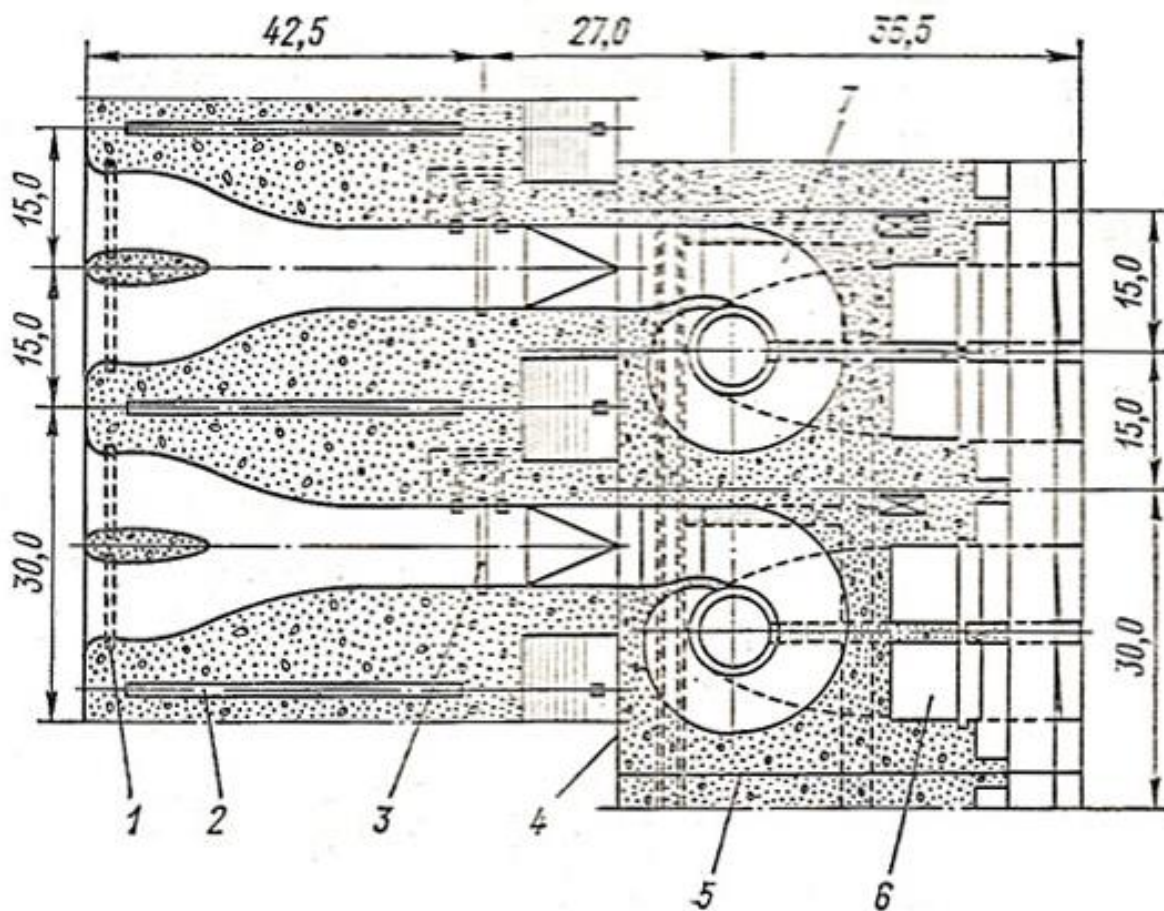


Рисунок 8.14 – План агрегатних блоків пригребельної ГЕС із роздільними водозабірними отворами і турбінними трубопроводами прямокутного перерізу: 1 – сміттезатримуюча решітка; 2 – розширений поздовжній шов гребельного водоприймача; 3 – турбінний затвор; 4 – поперечний шов між гребельним водоприймачем і будівлею станції; 5 – поздовжній шов між агрегатними блоками; 6 – відсмоктувальна труба; 7 – металева спіральна камера

Контрольні питання

1. Перелічіть основні принципи конструювання агрегатного блока.
2. Назвіть відмінності агрегатного блока у суміщених і несуміщених ГЕС.
3. Як визначити ширину агрегатного блока?

Завдання для самостійної роботи

1. Проаналізувати конструкцію агрегатного блока для турбін ПЛ і РО.
2. Поясніть, від чого залежить товщина напірної стінки.
3. Чим обумовлена наявність проміжних биків?

9 ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 9

КОНСТРУЮВАННЯ ВЕРХНЬОЇ БУДОВИ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ (МАШИННОЇ ЗАЛИ І МОНТАЖНОГО МАЙДАНЧИКА)

Конструювання машинної зали. У машинній залі гідроелектростанції розміщені верхні частини гідрогенераторів, електричне та допоміжне устаткування, вантажопідйомні крани. Залежно від кліматичних умов, кількості агрегатів ГЕС, машинні зали можуть бути закритого, напіввідкритого і відкритого типів.

Несучий каркас машинної зали складається із системи колон, на які опираються ферми покриття і підкранові балки. Конструктивні несучі елементи каркаса можуть бути залізобетонними – збірні, монолітні чи металеві. Стінова огорожа виконується із цегли, склоблоків чи бетонних стінових панелей. Покриття виконується зі збірних залізобетонних плит.

Для кранів вантажопідйомністю до 50 т приймаються суцільні колони із розмірами перерізу в плані 800 мм × 400 мм, для кранів вантажопідйомністю до 300 т – суцільні колони із розмірами перерізу в плані 1 200 мм × 600 мм чи двохвіткові колони із розмірами перерізу в плані 1 300 мм × 500 мм, для кранів вантажопідйомністю до 500 т приймаються двохвіткові колони із розмірами перерізу в плані 2 000 мм × 800 мм.

Крок колон повинен бути постійним по довжині машинної зали. Він призначається відповідно до розміру секції і може бути нестандартним. У місцях деформаційних швів встановлюються спарені колони.

Підкранові балки можуть бути металевими чи залізобетонними.

Несучими конструкціями покриття слугуватимуть залізобетонні балки, ферми, арки, металеві ферми. На несучі конструкції покриття укладаються залізобетонні плити покриття. Геометричні розміри несучих конструкцій покриття приймаються із довідників.

По плитах покриття улаштовується тепла рулонна покрівля.

Розміри машинної зали визначаються найбільш великими габаритами вузлів агрегату (ротором генератора або робочим колесом турбіни) під час їх переносу на монтажний майданчик, а також габаритами основного крана. При використанні підвісних генераторів ротор переносять із валом, а при парасольчатих – без вала.

Для визначення габаритів машинної зали необхідно в масштабі зробити схему переносу ротора і виявити ширину монтажної зони М, яка охоплює кратер генератора. Для схеми переносу ротора з валом (для підвісного генератора) ширина машинної зали

$$B_{M3} = M + \Pi + b, \quad (9.1)$$

де Π – ширина експлуатаційного проходу, $\Pi = 1,5-2,0$ м;

b – відстань між ротором, що переноситься, та колонами чи обладнанням машинної зали, $b = 0,5-1,0$ м.

Для схеми переносу ротора без валу (для парасольчатого генератора) ширина машинної зали

$$B_{M3} = D_{КГ} + 2\Pi, \quad (9.2)$$

де $D_{КГ}$ – діаметр кратера генератора.

Ширина машинної зали узгоджується зі стандартним прогоном крана і остаточно приймається з урахуванням його габариту та «мертвих» зон гаків.

Висота машинної зали H_{M3} залежить від схеми переносу устаткування до монтажного майданчика і визначається підкрановим габаритом ПГ, конструктивною висотою крана ($h + h_t$) і запасом $C_1 = (0,1-0,2)$ м та визначається за формулою

$$H_{M3} = \text{ПГ} + (h + h_t) + C_1. \quad (9.3)$$

Підкрановий габарит залежить від схеми переносу ротора генератора.

Для підвісних генераторів (ротор переноситься з валом)

$$\text{ПГ} = h_{Г} + C + h_{Н} + l_a + h_{В} + h_{М}, \quad (9.4)$$

для парасольчатих генераторів (ротор переноситься без валу)

$$\text{ПГ} = h_{Г} + C + l_a + h_{М}, \quad (9.5)$$

де C – висота вертикального запасу, $C = 0,2-0,3$ м;

$h_{Г}$ – висота елементів конструкції генератора над підлогою машинної зали;

$h_{Н}$ – довжина виступаючої нижньої частини валу;

l_a – довжина активної сталі генератора (висота ротора);

$h_{В}$ – висота виступаючої верхньої частини валу;

$h_{М}$ – монтажна висота стропуючого пристрою, $h_{М} = 1-1,5$ м.

У випадку застосування двох спарених кранів ротор переноситься спеціальною траверсою і $h_{М} = 2-3$ м, а висота $h_{В}$ не враховується, тому що верхня частина валу заводиться крізь отвір траверси і розташовується між кранами.

Для відомого значення підкранового габариту ПГ відмітка гака крана у найвищому положенні

$$\nabla \text{ГК} = \nabla \text{МЗ} + \text{ПГ}, \quad (9.6)$$

де $\nabla \text{МЗ}$ – відмітка підлоги машинної зали, визначається за формулою:

$$\text{– для турбін ПЛ} \quad \nabla \text{МЗ} = \nabla \text{T} + h_1 + b_0 + h_{\text{КТ}} + h_{\text{Ш}} + H_{\text{Г}}, \quad (9.7)$$

$$\text{– для турбін РО} \quad \nabla \text{МЗ} = \nabla \text{T} + b_0 / 2 + h_{\text{КТ}} + h_{\text{Ш}} + H_{\text{Г}}, \quad (9.8)$$

де ∇T – відмітка осі робочого колеса турбіни;

$h_1, b_0, h_{\text{КТ}}$ – розміри елементів турбіни;

$h_{\text{Ш}}$ – висота турбінної шахти;

$H_{\text{Г}}$ – загальна висота конструкцій генератора від шахти до підлоги машинної зали.

Розміри і місце розташування мостових переходів автомобільних і залізничних шляхів визначаються залежно від призначення і загальної компоновки споруд гідровузла. Шляхопроводи та інші надбудови приймаються згідно з аналогами. Ширина шляхопроводів змінюється за рахунок розміру консолі $l_{\text{к}}$.

Для обслуговування водоприймача і затворів з боку нижнього б'єфа обираються, як правило, козлові крани. Їх розміри визначаються виходячи із розмірів затворів та їх розташування.

Розміри майданчика під трансформатори визначаються розмірами трансформаторів.

Остаточно довжина блока будівлі ГЕС може уточнюватися за умовами міцності і стійкості розрахункової схеми будівлі.

Висота блока будівлі ГЕС $H_{\text{БЛ}}$ становить висоту від підшови фундаментної плити $\nabla \text{ПФП}$ до підлоги машинної зали $\nabla \text{МЗ}$ або до верху будівельних конструкцій з боку нижнього б'єфа $\nabla \text{ВБК}$, якщо $\nabla \text{ВБК} > \nabla \text{МЗ}$, тобто

$$H_{\text{БЛ}} = \nabla \text{МЗ} - \nabla \text{ПФП}, \quad \text{або} \quad H_{\text{БЛ}} = \nabla \text{ВБК} - \nabla \text{ПФП}. \quad (9.9)$$

Загальна висота будівлі визначається з урахуванням висоти машинної зали.

Відмітка конструктивної осі турбіни

$$\nabla \text{ВТ}^{\text{К}} = \nabla \text{НБ}_{\text{МШ}} + H_{\text{С}}^{\text{К}}; \quad (9.10)$$

$$\text{– для турбін ПЛ} \quad H_S^K = H_S, \quad (9.11)$$

$$\text{– для турбін РО} \quad H_S^K = H_S + b_0 / 2, \quad (9.12)$$

де H_S – висота відсмоктування;

b_0 – висота спрямовуючого апарату турбіни.

Відмітка підосви фундаментної плити з боку нижнього б'єфа:

$$\text{– для турбін ПЛ} \quad \nabla \text{ПФП}_H = \nabla \text{ВТ}^K + h_1 - h_{\text{ВТ}} - t_{\text{ФП}}, \quad (9.13)$$

$$\text{– для турбін РО} \quad \nabla \text{ПФП}_H = \nabla \text{ВТ}^K - b_0 / 2 - h_{\text{ВТ}} - t_{\text{ФП}}, \quad (9.14)$$

де h_1 – розмір камери робочого колеса турбіни;

$h_{\text{ВТ}}$ – висота відсмоктувальної труби;

$t_{\text{ФП}}$ – товщина фундаментної плити, $t_{\text{ФП}} = (0,15-0,25)L$ – для нескельних основ, $t_{\text{ФП}} = (0,5-1,5)$ м – для скельних ґрунтів.

Відмітка верху фундаментної плити з боку нижнього б'єфа (низ відсмоктувальної труби):

$$\text{– для турбін ПЛ} \quad \nabla \text{ВФП}_H = \nabla \text{НТ} = \nabla \text{ВТ}^K + h_1 - h_{\text{ВТ}} = \nabla \text{ПФП}_H + t_{\text{ФП}}, \quad (9.15)$$

$$\text{– для турбін РО} \quad \nabla \text{ВФП}_H = \nabla \text{НТ} = \nabla \text{ВТ}^K - b_0 / 2 - h_{\text{ВТ}} = \nabla \text{ПФП}_H + t_{\text{ФП}}. \quad (9.16)$$

У скельних основах для зменшення об'єму виїмки ґрунту горизонтальному дифузору відсмоктувальної труби і дну відвідного русла надають зворотного ухилу з коефіцієнтом закладання укосів від $m = 3$ до $m = 5$. Верх вихідного перерізу відсмоктувальної труби повинен бути затопленим під мінімальний рівень нижнього б'єфа на величину 0,5–1,0 м.

Відмітка нижньої і верхньої площини спрямовуючого апарата:

$$\text{– для турбін ПЛ} \quad \nabla \text{ННА} = \nabla \text{ВТ}^K + h_1; \quad \nabla \text{ВНА} = \nabla \text{ВТ}^K + h_1 + b_0, \quad (9.17)$$

$$\text{– для турбін РО} \quad \nabla \text{ННА} = \nabla \text{ВТ}^K - b_0 / 2; \quad \nabla \text{ВНА} = \nabla \text{ВТ}^K + b_0 / 2. \quad (9.18)$$

Відмітка кришки турбіни

$$\nabla \text{КТ} = \nabla \text{ВНА} + h_{\text{КТ}}, \quad (9.19)$$

де $h_{\text{КТ}}$ – висота кришки турбіни, $h_{\text{КТ}} \approx 0,25D_1$.

Відмітка опорної площини статора генератора (низ статора генератора) для підвісного та парасольчатого генераторів з опорою підп'ятника на нижню хрестовину

$$\nabla_{\text{НСтГ}} = \nabla_{\text{КТ}} + h_{\text{Ш}} + h_{\text{НК}}. \quad (9.20)$$

Для парасольчатого генератора з опорою на кришку турбіни

$$\nabla_{\text{НСтГ}} = \nabla_{\text{КТ}} + h_{\text{Ш}} + h_{\text{П}}; \quad (9.21)$$

де $h_{\text{Ш}}$ – висота турбінної шахти, $h_{\text{Ш}} = 2,5-3,5$ м;

$h_{\text{НК}}$ – висота нижньої хрестовини;

$h_{\text{П}}$ – висота підп'ятника.

Відмітка верху статора генератора

$$\nabla_{\text{ВСтГ}} = \nabla_{\text{НСтГ}} + h_{\text{СТ}}, \quad (9.22)$$

де $h_{\text{СТ}}$ – висота статора генератора.

Відмітка верху генератора

$$\nabla_{\text{ВГ}} = \nabla_{\text{ВСтГ}} + h_{\text{ВК}} + h_0, \quad (9.23)$$

де $h_{\text{ВК}}$ – висота верхньої хрестовини генератора;

h_0 – висота надбудови генератора.

Відмітку підлоги машинної зали бажано приймати так:

$$\nabla_{\text{МЗ}} = \nabla_{\text{ВСтГ}} \quad (9.24)$$

або на одній відмітці з монтажним майданчиком $\nabla_{\text{МП}}$ чи під'їзними шляхами $\nabla_{\text{ПШ}}$:

$$\nabla_{\text{МЗ}} = \nabla_{\text{МП}} = \nabla_{\text{ПШ}}. \quad (9.25)$$

Розташування машинної зали та монтажного майданчика можливе і на різних відмітках з під'їзними шляхами, при цьому необхідно вирішити питання доставки і розташування обладнання на монтажному майданчику (рис. 9.1). При $\nabla_{\text{МЗ}} > \nabla_{\text{ПШ}}$ зменшення висоти машинної зали можливе шляхом використання напівострівної чи острівної компоновки агрегату з відміткою машинної зали на рівні низу статора.

Коли відмітка верху будівельних конструкцій $\nabla\text{ВБК}_Н$ з боку нижнього б'єфа і під'їзних шляхів $\nabla\text{ПШ}$ суттєво перевищує відмітку верху генератора, розглядається можливість будівництва ГЕС із зниженою машинною залогою.

Відмітка верху будівельних конструкцій з боку нижнього і верхнього б'єфів:

$$\nabla\text{ВБК}_Н = \nabla\text{НБ}_{\text{МАКС}} + \text{З}_Н, \quad (9.26)$$

$$\nabla\text{ВБК}_В = \nabla\text{ВБ}_{\text{МАКС}} + \text{З}_В, \quad (9.27)$$

де $\text{З}_Н$ – запаси розташування верху конструкцій над рівнем води НБ, орієнтовно приймається $\text{З}_{Н\text{МІН}} = 2\text{--}3$ м;

$\text{З}_В$ – запаси розташування верху конструкцій над рівнем води ВБ, орієнтовно приймається $\text{З}_{В\text{МІН}} = 3\text{--}5$ м.

Відмітка верху гака крана

$$\nabla\text{КК} = \nabla\text{МЗ} + \text{ПГ}, \quad (9.28)$$

де ПГ – підкрановий габарит, визначається при конструюванні машинної зали.

Відмітка шляху крана

$$\nabla\text{ШК} = \nabla\text{КК} + h_К, \quad (9.29)$$

де $h_К$ – конструктивний розмір крана по висоті.

Відмітка верху крана

$$\nabla\text{ВК} = \nabla\text{ШК} + H_К, \quad (9.30)$$

де $H_К$ – конструктивний розмір крана по висоті.

Відмітка низу будівельних конструкцій покрівлі

$$\nabla\text{НБКП} = \nabla\text{ВК} + \text{З}_К, \quad (9.31)$$

де $\text{З}_К$ – запас над краном до конструкцій покрівлі.

Відмітка низу будівельних конструкцій покрівлі

$$\nabla\text{ВВБ} = \nabla\text{НБКП} + h_{\text{БП}}, \quad (9.32)$$

де $h_{\text{БП}}$ – будівельна висота покрівлі.

Приклад конструювання машинної зали. У машинній залі гідроелектростанції розміщені верхні частини гідрогенераторів, електричне та допоміжне устаткування, вантажопідйомні крани. Залежно від кліматичних умов, кількості агрегатів ГЕС машинні зали можуть бути закритого, напіввідкритого і відкритого типів.

Несучий каркас машинної зали складається із системи колон, на які обпираються ферми покриття і підкранові балки. Конструктивні несучі елементи каркаса можуть бути залізобетонні – збірні, монолітні чи металеві. Стінове огороження виконується із цегли, склоблоків чи бетонних стінових панелей. Покриття виконується збірними залізобетонними плитами.

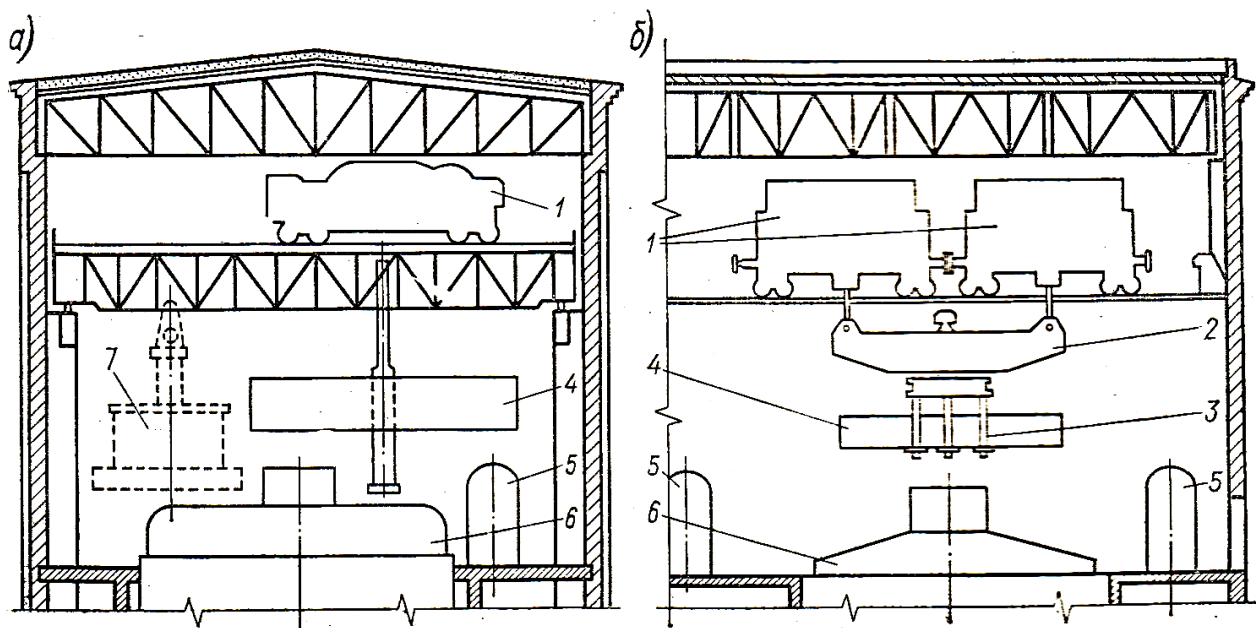


Рисунок 9.1 – Варіанти транспортування ротора гідрогенератора: а – підвісного типу з валом одним краном збоку від агрегатів; б – парасольчатого типу без вала, двома кранами з траверсою: 1 – мостовий електричний кран з лебідкою на візочку; 2 – траверса; 3 – кріплення ротора до траверси; 4 – ротор генератора; 5 – мастилонапірна установка (МНУ); 6 – верхня хрестовина; 7 – робоче колесо турбіни

Для крана вантажопідйомністю 100 / 20 т прийняті залізобетонні суцільні колони із розміром перерізу в плані 1 200 мм × 600 мм.

Крок колон – 5,50 м. У місцях деформаційних швів встановлюються спарені колони.

Підкранові балки – залізобетонні, переріз балок – прямокутний, висота перерізу – 800 мм.

Несучими конструкціями покриття слугуватимуть залізобетонні балки, ферми, арки, металеві ферми. На несучі конструкції покриття укладаються

залізобетонні плити. Геометричні розміри несучих конструкцій покриття приймаються із довідників.

По плитах покриття улаштовується тепла рулонна покрівля.

Розміри машинної зали визначаються найбільшими габаритами вузлів агрегату (ротором генератора або робочим колесом турбіни) під час їх переносу на монтажний майданчик, а також габаритами основного крана. При використанні підвісних генераторів ротор переносять з валом, а при парасольчатих – без вала.

Для визначення габаритів машинної зали необхідно в масштабі зробити схему переносу ротора і виявити ширину монтажної зони M , яка охоплює кратер генератора. Для схеми переносу ротора з валом (для підвісного генератора) ширина машинної зали

$$B_{M3} = M + \Pi + b = 8,20 + 1,5 + 0,5 = 10,2 \text{ м}, \quad (9.33)$$

де Π – ширина експлуатаційного проходу, $\Pi = 1,5\text{--}2,0$ м;

b – відстань між ротором, що переноситься, та колонами чи обладнанням машинної зали $b = 0,5\text{--}1,0$ м.

Ширина машинної зали узгоджується із стандартним прогоном крана і остаточно приймається з урахуванням його габариту та «мертвих» зон гаків.

Висота машинної зали H_{M3} залежить від схеми переносу устаткування до монтажного майданчика і визначається підкрановим габаритом (ПГ), конструктивною висотою крана ($h + h_t$) і запасом $C_1 = 0,1\text{--}0,2$ м за формулою

$$H_{M3} = \text{ПГ} + (h + h_t) + C_1 = 6,80 + (4,0 + 1,7) + 0,2 = 12,7 \text{ м}. \quad (9.34)$$

Підкрановий габарит залежить від схеми переносу ротора генератора.

Для підвісних генераторів (ротор переноситься з валом):

$$\text{ПГ} = h_{\Gamma} + C + h_{\text{H}} + l_a + h_{\text{B}} + h_{\text{M}} = 0,5 + 0,3 + 1,5 + 1,2 + 1,5 + 1,8 = 6,80 \text{ м}, \quad (9.35)$$

де C – висота вертикального запасу, $C = 0,2\text{--}0,3$ м;

h_{Γ} – висота елементів конструкції генератора над підлогою машинної зали;

h_{H} – довжина виступаючої нижньої частини вала;

l_a – довжина активної сталі генератора (висота ротора);

h_{B} – висота виступаючої верхньої частини вала;

h_{M} – монтажна висота стропуючого пристрою, $h_{\text{M}} = 1\text{--}1,5$ м.

У випадку застосування двох спарених кранів ротор переноситься спеціальною траверсою і $h_M = 2-3$ м, а висота h_B не враховується, через те що верхня частина вала заводиться крізь отвір траверси і розташовується поміж кранів.

Для відомого значення підкранового габариту ПГ відмітка гака крана у найвищому положенні

$$\nabla GK = \nabla M3 + ПГ = 210,4 + 6,80 = 217,20 \text{ м}, \quad (9.36)$$

де $\nabla M3$ – відмітка підлоги машинної зали визначається за формулою:

$$\begin{aligned} \text{– для турбін ПЛ} \quad \nabla M3 &= \nabla T + h_1 + b_0 + h_{КТ} + h_{Ш} + H_{Г} = \\ &= 200,5 + 0,76 + 1,48 + 0,9 + 2,4 + 4,36 = 210,40 \text{ м}, \end{aligned} \quad (9.37)$$

де ∇T – відмітка осі робочого колеса турбіни;

$h_1, b_0, h_{КТ}$ – розміри елементів турбіни;

$h_{Ш}$ – висота турбінної шахти;

$H_{Г}$ – загальна висота конструкцій генератора від шахти до підлоги машинної зали.

Розміри і місце розташування мостових переходів автомобільних і залізничних шляхів визначаються залежно від призначення і загальної компоновки споруд гідровузла. Шляхопроводи та інші надбудови приймаються згідно з аналогами. Ширина шляхопроводів змінюється за рахунок розміру консолі l_k .

Для обслуговування водоприймача і затворів з боку нижнього б'єфа обираються, як за правило, козлові крани. Їх розміри визначаються виходячи із розмірів із розмірів затворів і їх розташування.

Розміри майданчика під трансформатори визначаються розмірами трансформаторів.

Остаточна довжина блока будівлі ГЕС може уточнюватися за умовами міцності і стійкості розрахункової схеми будівлі.

Висота блока будівлі ГЕС $H_{БЛ}$ становить висоту від підшови фундаментної плити $\nabla ПФП$ до підлоги машинної зали $\nabla M3$ або до верху будівельних конструкцій з боку нижнього б'єфа $\nabla ВБК$, якщо $\nabla ВБК > \nabla M3$, тобто

$$H_{БЛ} = \nabla M3 - \nabla ПФП = 210,40 - 190,00 = 20,40 \text{ м}. \quad (9.38)$$

Загальна висота будівлі визначається з урахуванням висоти машинної зали.

Відмітка конструктивної осі турбіни

$$\nabla BT^K = \nabla H_{B_{\text{MIN}}} + H_{K_S} = 198,40 + 0,859 = 199,26 \text{ м}, \quad (9.39)$$

$$\text{для турбін ПЛ} \quad H_{K_S} = H_S = + 0,859 \text{ м}, \quad (9.40)$$

де H_S – висота відсмоктування, значення H_S прийняти на 0,1–0,2 м менше за розрахункове.

Остаточне висотне положення агрегата визначаємо за умови заглиблення верхової кромки вихідного отвору відсмоктувальної труби на 0,5 м нижче за мінімальний рівень води у нижньому б'єфі і становить $\nabla BT^K = 200,50$ м. Прийнята відмітка осі турбіни забезпечує її безкавітаційний режим роботи при різних рівнях води у нижньому б'єфі.

Відмітка підшови фундаментної плити з боку нижнього б'єфа:

$$\begin{aligned} \text{для турбін ПЛ} \quad \nabla ПФП_H &= \nabla BT^K + h_1 - h_{BT} - t_{ФП} = \\ &= 200,5 + 0,76 - 9,0 - 2,0 = 190,26 \approx 190,50 \text{ м}, \end{aligned} \quad (9.41)$$

де h_1 – розмір камери робочого колеса турбіни;

h_{BT} – висота відсмоктувальної труби;

$t_{ФП}$ – товщина фундаментної плити, $t_{ФП} = 2,0$ м.

Відмітка верху фундаментної плити з боку нижнього б'єфа (низ відсмоктувальної труби) для турбін ПЛ

$$\begin{aligned} \nabla ВФП_H &= \nabla НТ = \nabla BT^K + h_1 - h_{BT} = \nabla ПФП_H + t_{ФП} = \\ &= 200,5 + 0,76 - 9,0 = 192,26 \approx 190,50 \text{ м}. \end{aligned} \quad (9.42)$$

При скельних основах для зменшення обсягу виїмки породи горизонтальному дифузору відсмоктувальної труби і дну відповідного русла надають зворотного ухилу з коефіцієнтом закладення $m = 3-5$. Верх вихідного перерізу відсмоктуючої труби затоплюють під мінімальний рівень нижнього б'єфа на величину 0,5–1,0 м.

Відмітка нижньої і верхньої площини спрямовуючого апарату для турбін ПЛ

$$\nabla ННА = \nabla BT^K + h_1 = 200,50 + 0,76 = 201,26 \text{ м}, \quad (9.43)$$

$$\nabla ВНА = \nabla BT^K + h_1 + b_0 = 200,50 + 0,76 + 1,48 = 202,74 \text{ м}. \quad (9.44)$$

Відмітка накривки турбіни

$$\nabla_{KT} = \nabla_{BHA} + h_{KT} = 202,74 + 0,90 = 203,64 \text{ м}, \quad (9.45)$$

де h_{KT} – висота накривки турбіни, $h_{KT} = 0,90$ м.

Відмітка опорної площини статора підвісного та парасольчатого генераторів з опорою підп'ятника на нижню хрестовину

$$\nabla_{HCT\Gamma} = \nabla_{KT} + h_{Ш} + h_{HK} = 203,64 + 2,50 + 1,0 = 207,14 \text{ м}, \quad (9.46)$$

де $h_{Ш}$ – висота турбінної шахти, $h_{Ш} = 2,5–3,5$ м;

h_{HK} – висота нижньої хрестовини.

Відмітка верху статора генератора

$$\nabla_{BC\Gamma} = \nabla_{HCT\Gamma} + h_{CT} = 207,14 + 1,27 = 208,41 \text{ м}, \quad (9.47)$$

де h_{CT} – висота статора генератора.

Відмітка верху генератора

$$\nabla_{B\Gamma} = \nabla_{BC\Gamma} + h_{BK} + h_0 = 208,41 + 1,50 + 0,20 = 210,11 \text{ м}, \quad (9.48)$$

де h_{BK} – висота верхньої хрестовини генератора;

h_0 – висота надбудови генератора.

Відмітку підлоги машинної зали бажано приймати такою:

$$\nabla_{M3} = \nabla_{B\Gamma} = 210,11 \text{ м}, \quad (9.49)$$

згідно з аналогом, остаточно приймаємо: $\nabla_{M3} = 210,400$ м.

Відмітку монтажного майданчика ∇_{MP} і під'їзних шляхів $\nabla_{ПШ}$ приймаємо:

$$\nabla_{MP} = \nabla_{ПШ} = \nabla_{M3} = 210,400 \text{ м}. \quad (9.50)$$

Розташування машинної зали та монтажного майданчика можливе і на різних відмітках з під'їзними шляхами, при цьому необхідно вирішити питання доставки і розташування обладнання на монтажному майданчику. При $\nabla_{M3} > \nabla_{ПШ}$ зменшення висоти машинної зали можливе шляхом використання напівострівної чи острівної компоновки агрегату з відміткою машинної зали на рівні низу статора.

Коли відмітка верху будівельних конструкцій $\nabla\text{ВБК}_H$ з боку нижнього б'єфа і під'їзних шляхів $\nabla\text{ПШ}$ суттєво перевищує відмітку верху генератора, розглядається можливість будівництва ГЕС зі зниженою машинною залюю.

Відмітка верху будівельних конструкцій з боку нижнього і верхнього б'єфів

$$\nabla\text{ВБК}_H = \nabla\text{НБ}_{\text{МАКС}} + \text{З}_H = 206,90 + 3,50 = 210,40 \text{ м}, \quad (9.51)$$

$$\nabla\text{ВБК}_B = \nabla\text{ВБ}_{\text{МАКС}} + \text{З}_B = 212,00 + 3,00 = 215,00 \text{ м}, \quad (9.52)$$

де З_H – запаси розташування верху конструкцій над рівнем води НБ, орієнтовно приймається $\text{З}_{H \text{ МИН}} = 2\text{--}3$ м;

З_B – запаси розташування верху конструкцій над рівнем води ВБ, орієнтовно приймається $\text{З}_{B \text{ МИН}} = 3\text{--}5$ м.

Відмітка верху гака крана

$$\nabla\text{КК} = \nabla\text{МЗ} + \text{ПГ} = 210,40 + 7,40 = 217,80 \text{ м}, \quad (9.53)$$

де ПГ – підкрановий габарит, визначається при конструюванні машинної зали.

Відмітка шляху крана

$$\nabla\text{ШК} = \nabla\text{КК} + h_K = 217,80 + 0,90 = 218,70 \text{ м}, \quad (9.54)$$

де h_K – конструктивний розмір крана по висоті.

Відмітка верху крана

$$\nabla\text{ВК} = \nabla\text{ШК} + H_K = 218,70 + 4,30 = 223,00 \text{ м}, \quad (9.55)$$

де H_K – конструктивний розмір крана по висоті.

Умовні позначення відміток представлено на рисунку 9.2.

Відмітка низу будівельних конструкцій покрівлі

$$\nabla\text{НБКП} = \nabla\text{ВК} + \text{З}_K = 223,00 + 0,10 = 223,10 \text{ м}, \quad (9.56)$$

де З_K – запас над краном до конструкцій покрівлі.

Відмітка верху будівельних конструкцій покрівлі

$$\nabla\text{ВВБ} = \nabla\text{НБКП} + h_{\text{БП}} = 223,10 + 2,60 = 225,70 \text{ м}, \quad (9.57)$$

де $h_{БП}$ – будівельна висота покрівлі.

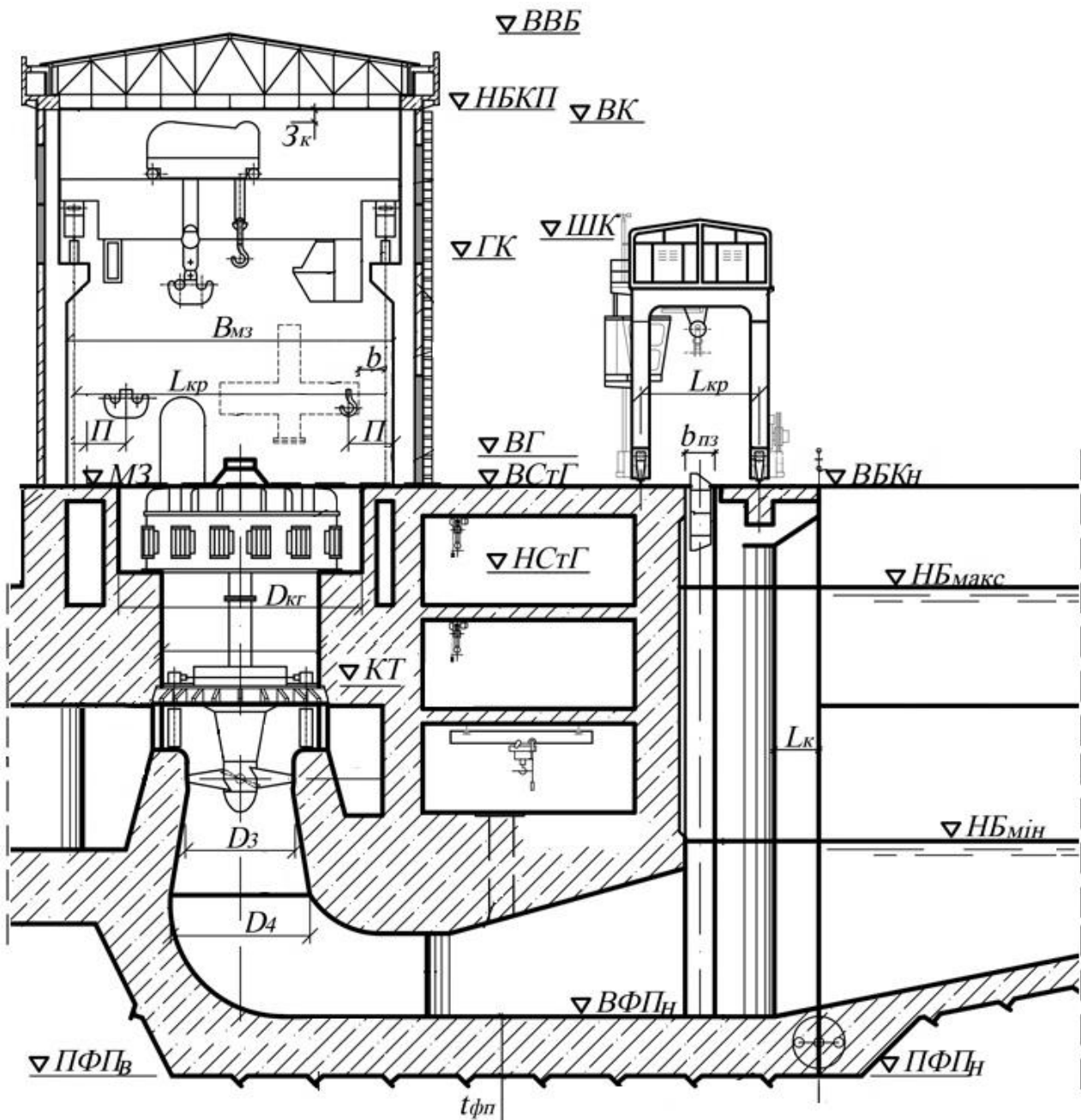
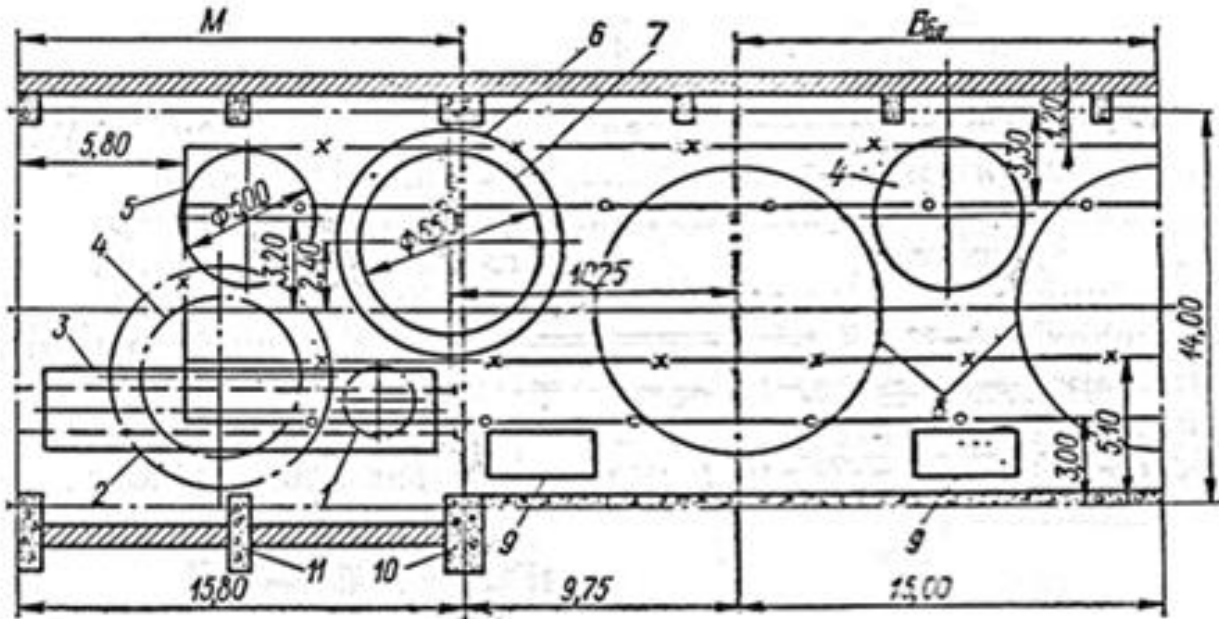


Рисунок 9.2 – Поперечний переріз будівлі пригребельної гідроелектростанції

Приклад конструювання монтажного майданчика. Ширина монтажної майданчика приймається такою, як і ширина машинної зали V_{M3} . Довжина монтажної майданчика $L_{МП}$ орієнтовно приймається $L_{MM} = (1,2-1,5)V_{БЛ}$ при кількості агрегатів $z \leq 10$, $L_{MM} = (1,5-2,0)V_{БЛ}$ при кількості агрегатів $z > 10$. Варіанти компоновки монтажної майданчика наведені на рисунку 9.3.

a)



б)

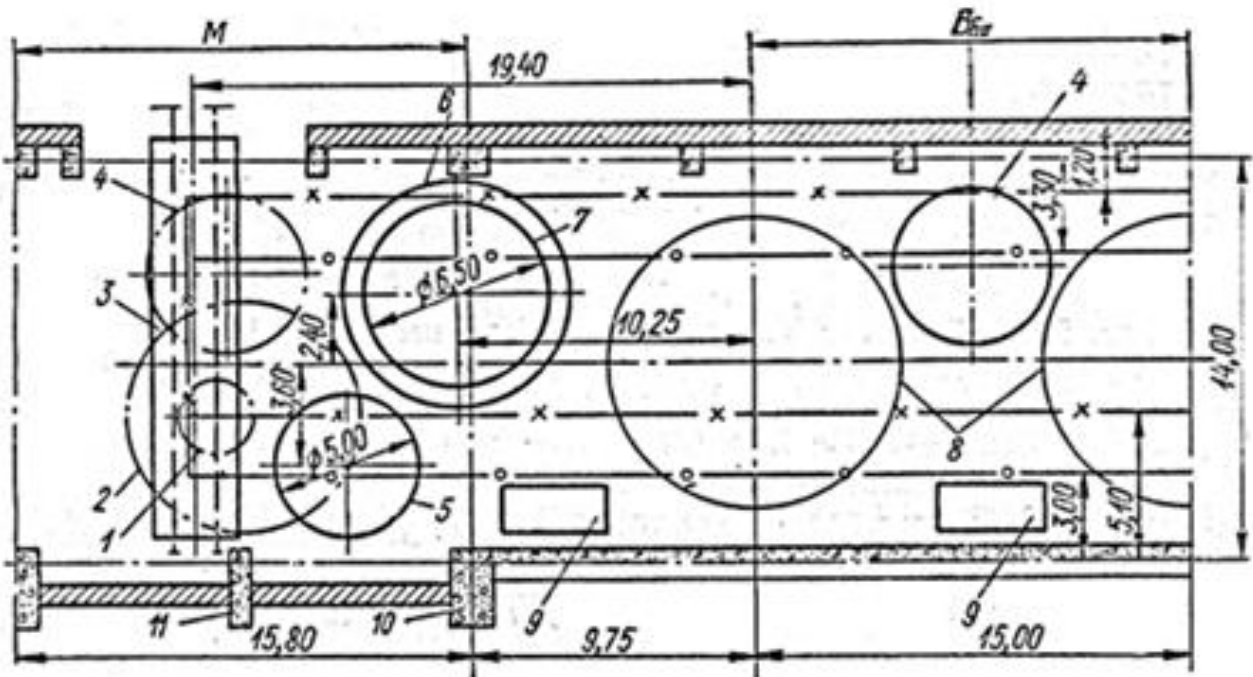


Рисунок 9.3 – Варіанти монтажного майданчика: а – при в'їзді з торця; б – при фронтальному в'їзді: 1 – опора п'яти з підп'ятником; 2 – положення верхньої хрестовини до установлення на ротор; 3 – платформа в. п. 60 т; 4 – кришка турбіни з регулюючим кільцем; 5 – робоче колесо турбіни; 6 – верхня хрестовина генератора; 7 – ротор генератора; 8 – контур змонтованих генераторів; 9 – мастилонапірна установка (МНУ); 10 – подвійна колона; 11 – колона

Ширина монтажного майданчика приймається такою, як і ширина машинної зали:

$$B_{MM} = B_{MZ} = 10,2 \text{ м.} \quad (9.58)$$

Довжина монтажного майданчика

$$L_{MM} = (1,2-1,5) \times B_{БЛ} = (1,2-1,5) \times 14,00 = 16,0 \text{ м.} \quad (9.59)$$

Контрольні питання

1. Указати призначення машинної зали.
2. Указати різницю між відкритою і напіввідкритою машинною залою.
3. Як обирати ширину машинної зали?

Завдання для самостійної роботи

1. Навести алгоритм обчислення параметрів монтажного майданчика.
2. Указати призначення монтажного майданчика.
3. Чи можливе улаштування будівлі ГЕС без монтажного майданчика?

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 10 ВИЗНАЧЕННЯ КОНТАКТНИХ НАПРУЖЕНЬ ТА РОЗРАХУНОК СТІЙКОСТІ ПРОТИ ЗСУВУ БЕТОННОЇ ГРАВІТАЦІЙНОЇ ГРЕБЛІ НА СКЕЛЬНІЙ ОСНОВІ

Визначення навантажень, що діють на греблю. Розрахункове значення власної ваги греблі та її елементів визначається, як добуток їх об'єму W на питому вагу $\rho_b \cdot g$:

$$G = \rho_b \cdot g \cdot W, \quad (10.1)$$

де ρ_b – щільність бетону або залізобетону, що приймається відповідно до БНіП 2.06.06-85 – для бетону 2 400 кг/м³.

При цьому варто пам'ятати, що практично всі частини греблі є бетонними (рис. 10.1). Виняток становлять лише підкранові балки, а також конструкції транзитних та службових мостів, які зазвичай виконуються залізобетонними.

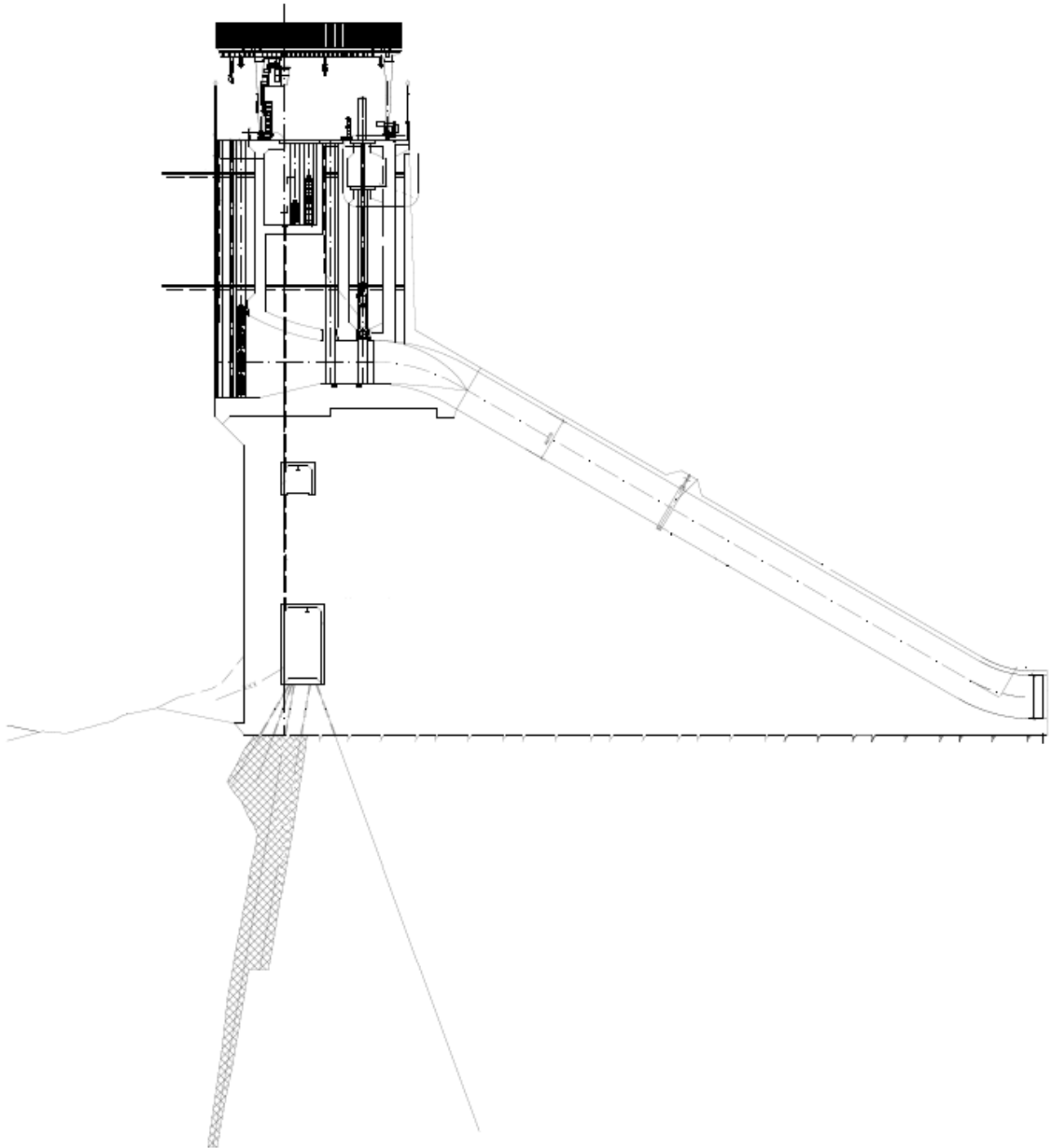


Рисунок 10.1 – Схема гравітаційної греблі пригребельної гідроелектростанції

Гідростатичний тиск. Значення горизонтальної та вертикальної складових гідростатичного тиску на напірну або низову грань греблі знаходяться за відомими формулами гідростатики. При цьому горизонтальні складові сил гідростатичного тиску можуть бути визначені, як відповідні площі трикутних епюр. Ордината такої епюри в будь-якій точці на глибині від рівня води $\rho_w \cdot g \cdot y$.

Вертикальна складова сили гідростатичного тиску W_2 (рис. 10.2) також може бути визначена, як площа відповідної епюри тиску, ординати якої знаходяться так само, як і в попередньому випадку.

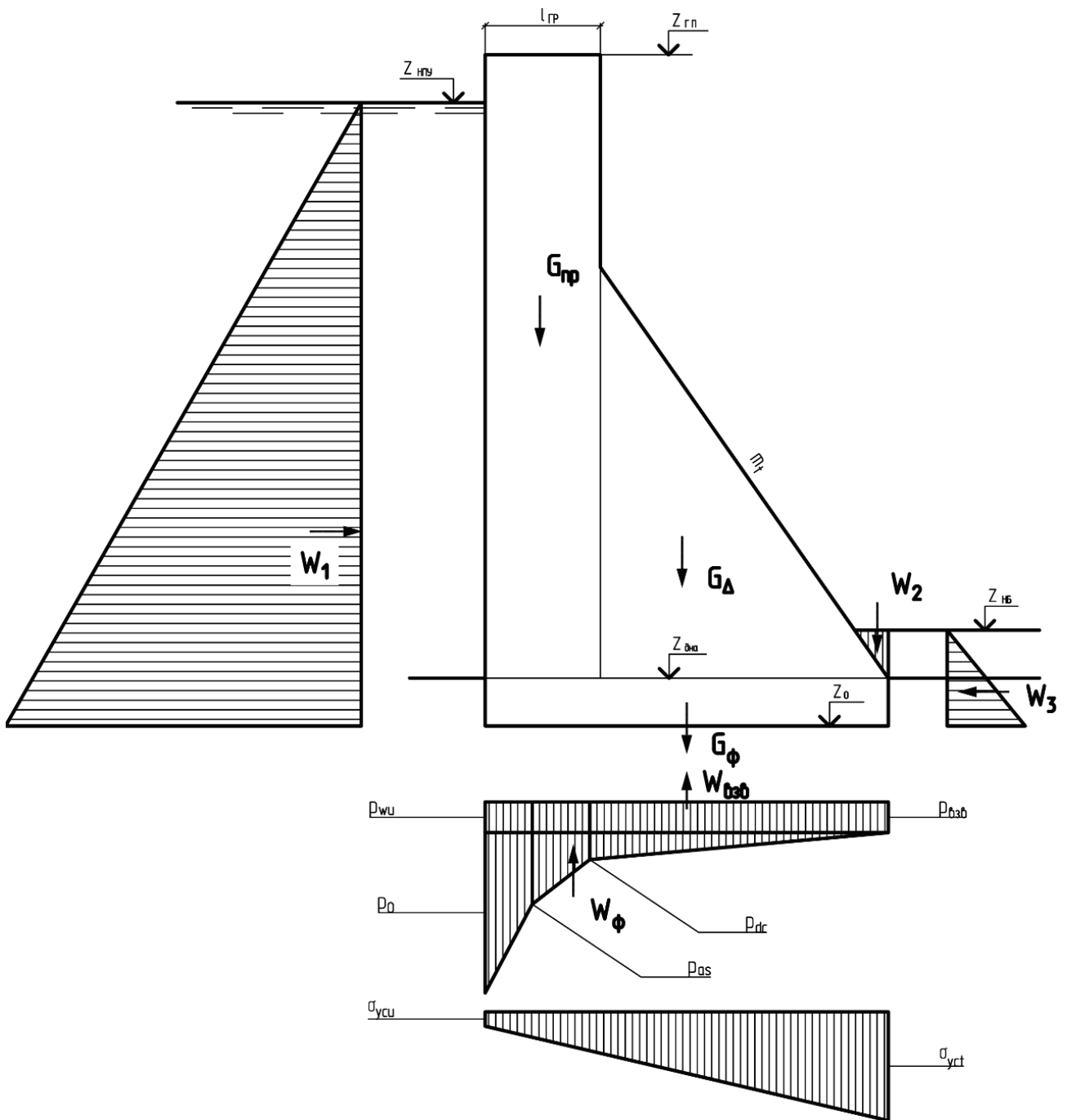


Рисунок 10.2 – Схема визначення напружень та розрахунку стійкості гравітаційної греблі проти зсуву

Зважувальний та фільтраційний тиск води. Вода, що фільтрується по тріщинах і порах скельної основи, надає силовий вплив на підшву споруди, зване протитиском. Повний протитиск води на підшву греблі p_n визначається, як сума зважувального $p_{взе}$ та фільтраційного p_{ϕ} протитиску:

$$p_n = p_{ззв} + p_\phi . \quad (10.2)$$

При розрахунках необхідно пам'ятати, що протитиск передається на підшову споруди не на всю площу, а лише на площу тріщин. Це враховується коефіцієнтом ефективної площі протитиску α_2 , значення якого згідно з БНіП 2.06.06-85 для скельних основ основи $\alpha_2 = 0,5$.

Значення тиску, що зважує, визначається, як площа епюри (див. рис. 10.1, 10.2), ординати якої

$$p_{ззв} = \rho_w \cdot g \cdot y \cdot \alpha_2 , \quad (10.3)$$

де y – різниця відміток рівня нижнього б'єфа та точки підшови греблі, у якій визначається ордината епюри тиску, що зважує.

Фільтраційний тиск на підшову споруди згідно з СНіП 2.06.06-85 може бути визначений за епюрою, зображеною на рисунку 10.2. При цьому значення залишкового фільтраційного напору по осі цементаційної завіси H_{as} і осі дренажу основи H_{dr} приймається за даними таблиці 10.1 залежно від класу греблі та розрахункового поєднання навантажень. У цій таблиці прийнято, що H_d – напір на греблю, рівний різниці відміток рівнів верхнього та нижнього б'єфів.

Наведені у таблиці 10.1 значення α_{as} і α_{dr} при особливому поєднанні навантажень стосуються лише випадку порушення нормальної роботи протифільтраційних та дренажних пристроїв.

Значення сил зважуючого $W_{ззв}$ і фільтраційного W_ϕ тиску визначаються, як відповідні площі епюр $p_{зв}$ і p_ϕ . Значення сили протитиску P_n дорівнює підсумку сил, що зважують $W_{зв}$ і фільтраційного W_ϕ тиску, тобто $P_n = W_{зв} + W_\phi$.

Таблиця 10.1 – Значення $\alpha_{as} = H_{as}/H_d$ та $\alpha_{dr} = H_{dr}/H_d$ для масивних бетонних гравітаційних гребель

Клас споруд	Значення α_{as} та α_{dr} при поєднанні навантажень на греблю			
	Основні та особливі при ФПП і нормальній роботі протифільтраційних та дренажних пристроїв		Особливі у разі порушення нормальної роботи протифільтраційних та дренажних пристроїв	
	α_{as}	α_{dr}	α_{as}	α_{dr}
СС3	0,40	0,20	0,50	0,30
СС2-1	0,40	0,15	0,50	0,20
СС2-2, СС1	0,30	0,05	0,35	0,10

Методика виконання розрахунків щодо визначення контактних напружень та стійкості греблі така. Визначення контактних напружень по підшві масивної бетонної гравітаційної греблі здійснюється методом опору матеріалів. Відповідно до СНиП 2.06.06-85 розрахунки напруженого стану масивних бетонних гравітаційних гребель усіх класів до 70 м заввишки (а гребель СС3 та СС2-1 класів понад 70 м заввишки на попередніх етапах проектування [7]) виконуються методами опору матеріалів з використанням гіпотези лінійного розподілу напружень по перерізу. При цьому розглядається плоска задача (плоска деформація), тобто розраховується відрізок греблі одиничної довжини, виділений двома вертикальними площинами, нормальними до осі греблі.

Вертикальне напруження, що діє по горизонтальних майданчиках, на верховій $\sigma_{y,u}$ і низовій $\sigma_{y,t}$ гранях греблі відповідно до гіпотези лінійного розподілу напружень визначаються за формулою позацентрового стискання:

$$\sigma_{y,u} = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot M}{b^2}, \quad \sigma_{y,t} = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot M}{b^2}, \quad (10.4)$$

де b – ширина контактного перерізу;

N – нормальна сила, що дорівнює сумі проекцій на нормаль до контактної перерізу всіх сил, що діють на греблю вище за розрахунковий переріз;

M – момент сил, прикладених до греблі вище за розрахунковий переріз, щодо центру ваги цього перерізу.

При визначенні напружень $\sigma_{y,u}$ та $\sigma_{y,t}$ за формулами (10.4) повинні дотримуватися таких правил знаків. Розтягуючі напруження $\sigma_{y,u}$ і $\sigma_{y,t}$ вважаються додатними, а стискаючі – від’ємними. Спрямована вниз нормальна сила N вважається додатною, а догори – від’ємною. Момент діючих сил M , спрямований за годинниковою стрілкою, вважається додатним, а проти годинникової стрілки – від’ємним.

При визначенні зусиль N і M необхідно враховувати всі навантаження, що діють на греблю, розташовані вище розглянутого перерізу. Для контактної перерізу (на контактній греблі з основою) згідно з СНиП 2.06.06-85 додатково необхідно враховувати протитиск по підшві греблі (фільтраційний та зважувачий тиск), який вважається прикладеним по поверхні контакту греблі з основою та спрямованим угору.

Міцність контактної перерізу вважається забезпеченою, якщо виконуються такі нормативні умови.

1. При основних поєднаннях навантажень $\sigma_{y, u} \leq 0$.

2. При особливих поєднаннях навантажень, що не включають сейсмічні, $d_t \leq 0.3 \cdot a_2$ де d_t – глибина розтягнутої зони; a_2 – відстань від напірної грані до осі цементаційної завіси.

3. При особливих поєднаннях навантажень, що включають сейсмічні, $d_t \leq 0.2 b$, де b – ширина греблі по підшві.

Розрахунок стійкості греблі проти зсуву. Перевірка стійкості бетонної гравітаційної греблі проти зсуву виконується для основного та особливого поєднання навантажень. Відповідно до СНиП 2.02.02-85 гребля вважається стійкою, якщо задовольняється нерівність

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot F \leq \gamma_{cd} \cdot R, \quad (10.5)$$

де F – розрахункове значення узагальненої сили зсуву;

R – розрахункове значення узагальненої сили граничного опору зсуву;

γ_{lc} – коефіцієнт поєднання навантажень, що приймається рівним для основного поєднання навантажень 1,0; для особливого поєднання навантажень 0,9; для поєднання навантажень під час будівництва 0,95;

γ_n – коефіцієнт надійності, що приймається рівним для споруд класу СС3 – 1,25; класу СС2-1 – 1,2; класу СС2-2 – 1,15; класу СС1 – 1,1 [7];

γ_{cd} – коефіцієнт умов роботи (приймається при розрахунках стійкості бетонних гравітаційних гребель на скельних основах рівним: для поверхонь зсуву, що проходять по тріщинах в масиві основи – 1; для поверхонь зсуву, що проходять по контакту бетон–скеля – 0,9).

У разі зсуву незаглибленої в основі греблі по плоскій горизонтальній поверхні значення сил F і R приймаються такими:

$$F = T, \quad (10.6)$$

$$R = (P - P_n) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot b, \quad (10.7)$$

де T – сума проекцій на горизонтальну вісь усіх сил, що діють на греблю в напрямку зсуву горизонтальною площиною (зсувна сила);

P – сума проекцій на вертикальну вісь усіх сил, що діють на греблю, спрямованих донизу;

P_n – сила протитиску на підшві греблі, спрямована догори;

$\operatorname{tg} \varphi$ і c – розрахункові значення зсувних характеристик скельних основ, які приймаються за даними таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Розрахункові значення характеристик скельних основ $tq\phi$ та c

Ґрунти основи	$tq\phi$	c , МПа
Скельні (масивні, крупноблочні, блокові, шаруваті, плитчасті, дуже слаботріщинуваті, невивітрілі) з тимчасовим опором одновісному стиску $R_c > 50$ МПа	0,95	0,4
Скельні (масивні, крупноблочні, блокові, шаруваті, плитчасті середньотріщинуваті, слабовивітрілі) з $R_c > 50$ МПа	0,85	0,3
Скельні (масивні, крупноблочні, блокові, шаруваті, плитчасті, сильнотріщинуваті і дуже сильнотріщинуваті) $R_c = 15-50$ МПа; скельні (слабовивітріні, слаботріщинуваті) з $R_c = 5 - 15$ МПа	0,80	0,2
Напівскельні (плитчасті, тонкоплитчасті, середньо-, сильнотріщинуваті і дуже сильнотріщинуваті) з $R_c < 5$ МПа	0,75	0,15

Результати розрахунку представлено на рисунку 10.3.

Вихідні дані

1. Геометричні дані

1.1. Позначка гребеня греблі $Z_{ГП} := 318.70\text{-m}$

1.2. Позначка підшви греблі $Z_0 := 255.20\text{-m}$

1.3. Позначка дна річки $Z_{\text{дна}} := 260.0\text{-m}$

1.4. Ширина гребеня греблі $b_{\text{гр}} := 11.0\text{-m}$

1.5. Коефіцієнт закладання низової грані греблі $m_t := 0.75$

1.6. Відстань від напірної грані греблі до осі цементаційної завіси $a_2 := 5.0\text{-m}$

1.7. Відстань від напірної грані греблі до осі дренажної завіси $a_3 := 10.0\text{-m}$

2. Позначка нормального підпірного рівня $Z_{\text{НПУ}} := 313.0\text{-m}$.

3. Позначка рівня води у нижньому б'єфі $Z_{\text{УНБ}} := 263.4\text{-m}$

4. Щільність бетону $\rho_b := 2400 \cdot \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

5. Розрахункові значення параметрів зсуву по контакту бетон - скеля

$$\text{tg}\varphi := 0.85 \quad c := 0.3 \cdot \text{MPa}$$

6. Клас споруди СС2-1 II

7. Коефіцієнти, що характеризують залишковий натиск на осі цементаційної завіси $\alpha_{\text{ас}}$ і дренажу $\alpha_{\text{др}}$ для гребель СС2-1 II класу

$$\alpha_{\text{ас}} := 0.4 \quad \alpha_{\text{др}} := 0.15$$

8. Щільність води $\rho_w := 1000 \cdot \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Рисунок 10.3 – Результати розрахунку

9. Нормативні коефіцієнти

9.1. Коефіцієнт надійності щодо відповідальності споруди

$$\gamma_n := 1.2$$

9.2. Коефіцієнт поєднання навантажень для основного

поєднання навантажень $\gamma_{lc} := 1$

9.3. Коефіцієнт умов роботи у розрахунках стійкості

для поверхні зсуву, що проходить по контакту бетон -

скеля $\gamma_{cd} := 0.95$

Розрахунок

1. Визначення навантажень та зусиль у контактному перерізі від власної ваги

1. Приймається ширина контактного перерізу b , м

$$b := (Z_{НПУ} - Z_{дна}) \cdot m_t = 39.75 \text{ м}$$

2. Знаходиться значення ваги прямокутної частини поперечного перерізу греблі $G_{пр}$, МН/м

$$G_{пр} := \rho_b \cdot g \cdot b_{гр} \cdot (Z_{ГП} - Z_{дна}) = 15.197 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{м}}$$

3. Обчислюється значення ваги трикутної частини поперечного перерізу греблі G_{Δ} , МН/м

$$G_{\Delta} := 0.5 \cdot \rho_b \cdot g \cdot (b - b_{гр})^2 \cdot \frac{1}{m_t} = 12.969 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{м}}$$

4. Визначається значення ваги фундаментної частини греблі $G_{ф}$, МН/м

$$G_{ф} := \rho_b \cdot g \cdot b \cdot (Z_{дна} - Z_0) = 4.491 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{м}}$$

5. Знаходиться значення ваги греблі G , МН/м

$$G_{\text{вв}} := G_{пр} + G_{\Delta} + G_{ф} = 32.657 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{м}}$$

Продовження рисунка 10.3

6. Обчислюється значення моменту від сили власної ваги греблі відносно центру ваги контактного перерізу M_G , МН

$$M_G := 0.5 \cdot G_{\text{гр}} \cdot (b_{\text{гр}} - b) + G_{\Delta} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot b - \frac{2}{3} \cdot (b - b_{\text{гр}}) \right] = -209.273 \cdot \text{MN}$$

2. Визначення навантажень та зусиль у контактному перерізі від гідростатичного тиску

1. Визначаються значення гідростатичного тиску на грані греблі з боку верхнього p_{wu} , кПа, та нижнього p_{wt} , кПа, б'єфів у контактному перерізі греблі.

$$p_{\text{wu}} := \rho_w \cdot g \cdot (Z_{\text{НПУ}} - Z_0) = 566.824 \cdot \text{kPa}$$

$$p_{\text{wt}} := \rho_w \cdot g \cdot (Z_{\text{УНБ}} - Z_0) = 80.415 \cdot \text{kPa}$$

2. Знаходиться значення сили горизонтального гідростатичного тиску з боку верхнього б'єфа W_1 , МН/м

$$W_1 := 0.5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot (Z_{\text{НПУ}} - Z_0)^2 = 16.381 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

3. Обчислюється значення моменту сили щодо центру ваги контактного перерізу M_{W1} , МН

$$M_{W1} := W_1 \cdot \frac{1}{3} \cdot (Z_{\text{НПУ}} - Z_0) = 315.612 \cdot \text{MN}$$

4. Визначається значення сили вертикального гідростатичного тиску з боку нижнього б'єфа W_2 , МН/м

$$W_2 := 0.5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot m_t \cdot (Z_{\text{УНБ}} - Z_{\text{дна}})^2 = 0.043 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

Продовження рисунка 10.3

5. Знаходиться значення моменту сили W_2 щодо центру ваги контактної перерізу M_{W2} , МН

$$M_{W2} := W_2 \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot b - \frac{1}{3} \cdot (Z_{\text{УНБ}} - Z_{\text{дна}}) \cdot m_t \right] = 0.809 \cdot \text{MN}$$

6. Обчислюється значення сили горизонтального гідростатичного тиску з боку нижнього б'єфа W_3 , МН/м

$$W_3 := -0.5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot (Z_{\text{УНБ}} - Z_0)^2 = -0.33 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

7. Знаходиться значення моменту сили щодо центру ваги контактної перерізу M_{W3} , МН

$$M_{W3} := W_3 \cdot \frac{1}{3} \cdot (Z_{\text{УНБ}} - Z_0) = -0.901 \cdot \text{MN}$$

8. Визначаються зусилля від гідростатичного тиску контактному перерізі (вертикальне зусилля N_w , МН/м, момент M_w , МН, горизонтальне зусилля T_w , МН/м)

$$N_w := W_2 = 0.043 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

$$M_w := M_{W1} + M_{W2} + M_{W3} = 315.519 \cdot \text{MN}$$

$$T_w := W_1 + W_3 = 16.052 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

3. Визначення навантажень та зусиль у контактному перерізі від протитиску в основі

При визначенні протитиску по підшві греблі значення коефіцієнта ефективної площі протитиску приймається рівним $\alpha_2 = 0.5$

1. Визначається інтенсивність зважувального тиску $p_{\text{БЗВ}}$, кПа

$$p_{\text{БЗВ}} := \rho_w \cdot g \cdot (Z_{\text{УНБ}} - Z_0) \cdot \alpha_2 = 40.207 \cdot \text{kPa}$$

2. Знаходиться значення розрахункового напору на споруду H_p , м

$$H_p := Z_{\text{НПУ}} - Z_{\text{УНБ}} = 49.6 \text{ м}$$

Продовження рисунка 10.3

3. Обчислюється значення інтенсивності фільтраційного тиску в точці підшви греблі на напірній грані p_0 , кПа

$$p_0 := \rho_w \cdot g \cdot H_p \cdot \alpha_2 = 243.205 \cdot \text{kPa}$$

4. Визначається значення інтенсивності фільтраційного тиску на осі протифільтраційної завіси p_{as} , кПа

$$p_{as} := \rho_w \cdot g \cdot H_p \cdot \alpha_{as} \cdot \alpha_2 = 97.282 \cdot \text{kPa}$$

5. Знаходиться значення інтенсивності фільтраційного тиску на осі дренажної завіси p_{dr} , кПа

$$p_{dr} := \rho_w \cdot g \cdot H_p \cdot \alpha_{dr} \cdot \alpha_2 = 36.481 \cdot \text{kPa}$$

6. Визначаються зусилля в контактному перерізі від протитиску по підшві греблі (момент M_{Π} МН, та вертикальне зусилля P_{Π} МН/м)

$$\begin{aligned} M_{\Pi} := & \frac{1}{2} \cdot (p_0 - p_{as}) \cdot a_2 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot b - \frac{1}{3} \cdot a_2 \right) \dots & = 19.336 \cdot \text{MN} \\ & + \frac{1}{2} \cdot p_{as} \cdot a_2 \cdot (b - a_2) \dots \\ & + \frac{1}{2} \cdot (p_{as} - p_{dr}) \cdot (a_3 - a_2) \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot b - \frac{1}{3} \cdot (2 \cdot a_2 + a_3) \right] \dots \\ & + \frac{1}{2} \cdot p_{dr} \cdot (a_3 - a_2) \cdot (b - a_2 - a_3) \dots \\ & + \frac{1}{2} \cdot p_{dr} \cdot (b - a_3) \cdot \left[\frac{2}{3} \cdot (b - a_3) - \frac{1}{2} \cdot b \right] \end{aligned}$$

$$P_{\Pi} := p_{взв} \cdot b + 0.5 \cdot \left[\begin{array}{l} (p_0 + p_{as}) \cdot a_2 \dots \\ + (p_{as} + p_{dr}) \cdot (a_3 - a_2) \dots \\ + p_{dr} \cdot (b - a_3) \end{array} \right] = 3.327 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

Продовження рисунка 10.3

4. Визначення напружень у контактному перерізі греблі та перевірка міцності контактної перерізу

1. Визначаються розрахункові значення зусиль у контактному перерізі (нормальна сила N_c , МН/м, момент M_c , МН)

$$N_c := G + N_w - P_{\Pi} = 29.373 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

$$M_c := M_G + M_w + M_{\Pi} = 125.583 \cdot \text{MN}$$

2. Знаходяться значення нормальних напружень по горизонтальним майданчикам контактної перерізу біля верхової σ_{ycu} МПа, та низової σ_{yct} МПа, граней греблі

$$\sigma_{ycu} := \frac{-N_c}{b} + \frac{6 \cdot M_c}{b^2} = -0.262 \cdot \text{MPa}$$

$$\sigma_{yct} := \frac{-N_c}{b} - \frac{6 \cdot M_c}{b^2} = -1.216 \cdot \text{MPa}$$

3. Перевіряє міцність контактної перерізу. Так як напрута у верхової грані σ_{ycu} стискаюче, то міцність контактної перерізу забезпечена.

5. Розрахунок стійкості греблі проти зсуву

1. Обчислюється значення сили зсуву T , МН

$$T := T_w = 16.052 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

2. Знаходиться сума вертикальних сил, що діють на греблю і спрямованих вниз, P , МН/м

$$P := G + N_w = 32.7 \cdot \frac{\text{MN}}{\text{m}}$$

3. Визначається нормативне значення коефіцієнта стійкості k_n

$$k_n := \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc}}{\gamma_{cd}} = 1.263$$

Продовження рисунка 10.3

4. Обчислюється значення коефіцієнта стійкості греблі проти зсуву k

$$k := \frac{(P - P_{\Pi}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot b}{T} = 2.298$$

Оскільки розрахункове значення коефіцієнта стійкості греблі проти зсуву $k = 2.298$ більше нормативного значення $k_n = 1.263$, стійкість греблі проти зсуву забезпечена

Закінчення рисунка 10.3

Результати розрахунку греблі представлено на рисунку 10.4.

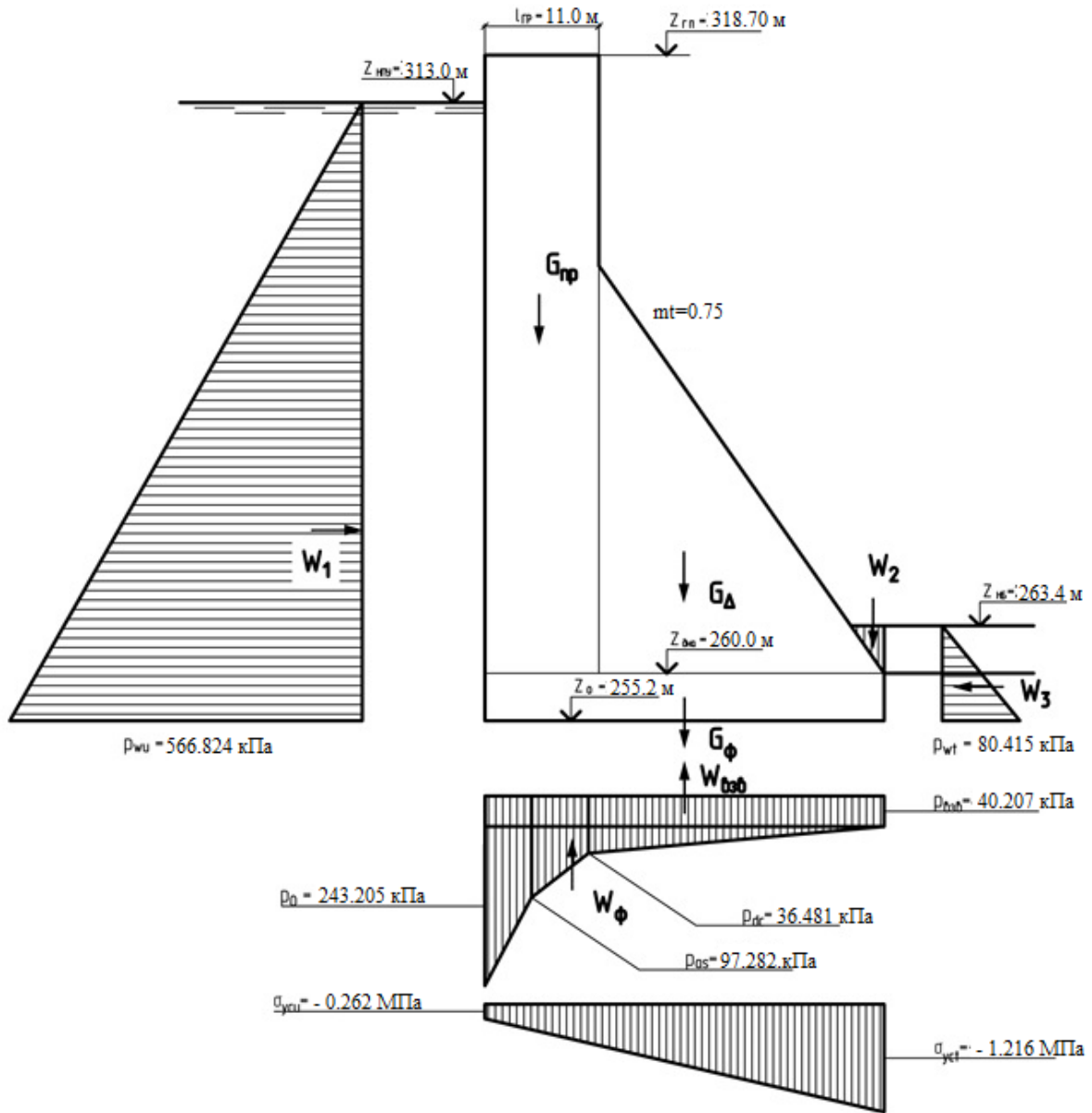


Рисунок 10.4 – Результати розрахунку греблі пригребельної ГЕС

11 РЕКОМЕНДАЦІ ДО ОРГАНІЗАЦІЇ ІНДИВІДУАЛЬНОЇ РОБОТИ З ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНОГО ЗАВДАННЯ «ПРОЄКТУВАННЯ ПРИГРЕБЕЛЬНОЇ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ»

Завдання на розрахунково-графічну роботу. Завдання на розрахунково-графічну роботу обирається згідно з варіантом за таблицею 11.1. Вихідні дані такі:

1. Встановлена потужність ГЕС N_B , МВт.
2. Відмітка нормального підпірного рівня водосховища, $\nabla_{НПР}$, м.
3. Відмітка рівня «мертвого» об'єму водосховища, $\nabla_{РМО}$, м.
4. Відмітка річки у створі ГЕС ∇_D , м.
5. Рівні води у нижньому б'єфі :
 - 5.1. Глибина води при роботі одного агрегату ГЕС $h_{\text{МІН}}$, м.
 - 5.2. Мінімальна відмітка нижнього б'єфу $\nabla_{НБ_{\text{МІН}}} = \nabla_D + h_{\text{МІН}}$, м.
 - 5.3. Глибина води при роботі ГЕС $h_{\text{ГЕС}}$, м.
 - 5.4. Відмітка нижнього б'єфу при роботі ГЕС $\nabla_{НБ_{\text{ГЕС}}} = \nabla_D + h_{\text{ГЕС}}$, м.
 - 5.5. Глибина води при максимальній витраті $h_{\text{МАКС}}$, м.
 - 5.6. Максимальна відмітка нижнього б'єфу $\nabla_{НБ_{\text{МАКС}}} = \nabla_D + h_{\text{МАКС}}$, м.
6. Максимальна повенева витрата $Q_{\text{П}}$, тис. м³/с;
7. Кількість агрегатів ГЕС z , шт.
8. Тип машинної зали.
9. Геологічні умови створу гідровузла.

Перелік питань, які необхідно розглянути під час виконання розрахунково-графічної роботи. При виконанні розрахунково-графічної роботи необхідно розглянути такі питання:

1. Вибір обладнання будівлі ГЕС.
 - 1.1. Вибір гідроенергетичного обладнання ГЕС.
 - 1.1.1. Вибір типу гідротурбін, розрахунок основних параметрів.
 - 1.1.2. Вибір параметрів та розрахунок турбінної камери.
 - 1.1.3. Вибір та розрахунок відсмоктувальної труби.
 - 1.1.4. Підбір вертикального гідрогенератора і визначення його параметрів.
 - 1.1.5. Підбір трансформатора.
 - 1.2. Вибір механічного обладнання ГЕС.
 - 1.2.1. Вибір сміттєзатримуючих решіток і їх розмірів.
 - 1.2.2. Вибір затвора з боку нижнього б'єфу.
 - 1.2.3. Вибір кранового устаткування.
2. Обґрунтувати вибір створу гідровузла.
3. Розробити два варіанти компоновки гідровузла (з бетонною греблею та греблею із місцевих матеріалів).

4. Обґрунтувати обраний тип водоприймача.
5. Обґрунтувати тип впливу основи на компоновку будівлі ГЕС.
6. Підібрати і проаналізувати варіанти подібних будівель ГЕС.
7. Обґрунтувати розміщення будівлі ГЕС.
8. Проектування будівлі ГЕС пригребельного типу.
 - 8.1. Конструювання агрегатного блока будівлі пригребельної ГЕС.
 - 8.2. Конструювання верхньої будови гідроелектростанції.
 - 8.2.1. Машинна зала.
 - 8.2.2. Монтажний майданчик.
9. Розрахунок стійкості будівлі ГЕС.
 - 9.1. Розрахункова схема будівлі ГЕС.
 - 9.2. Визначення напружень по підосві будівлі ГЕС.
 - 9.3. Перевірка стійкості запроєктованої будівлі ГЕС.

До захисту приймається розрахунково-графічної робота у вигляді пояснювальної записки (25–30 с., формат А4, рукописний або комп'ютерний спосіб).

У пояснювальній записці наводяться такі схеми (рис. 11.1–11.6).

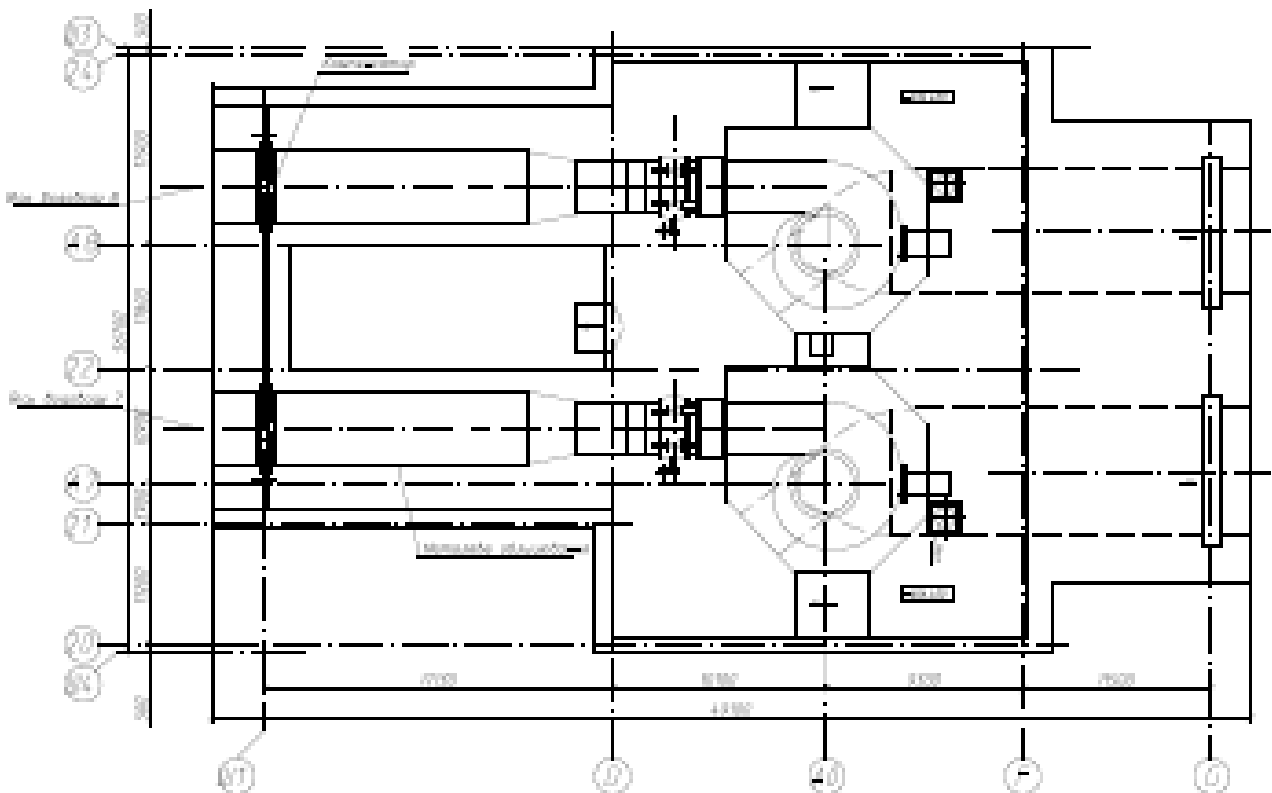


Рисунок 11.1 – План агрегатного блока гідроелектростанції на позначці турбінних водоводів

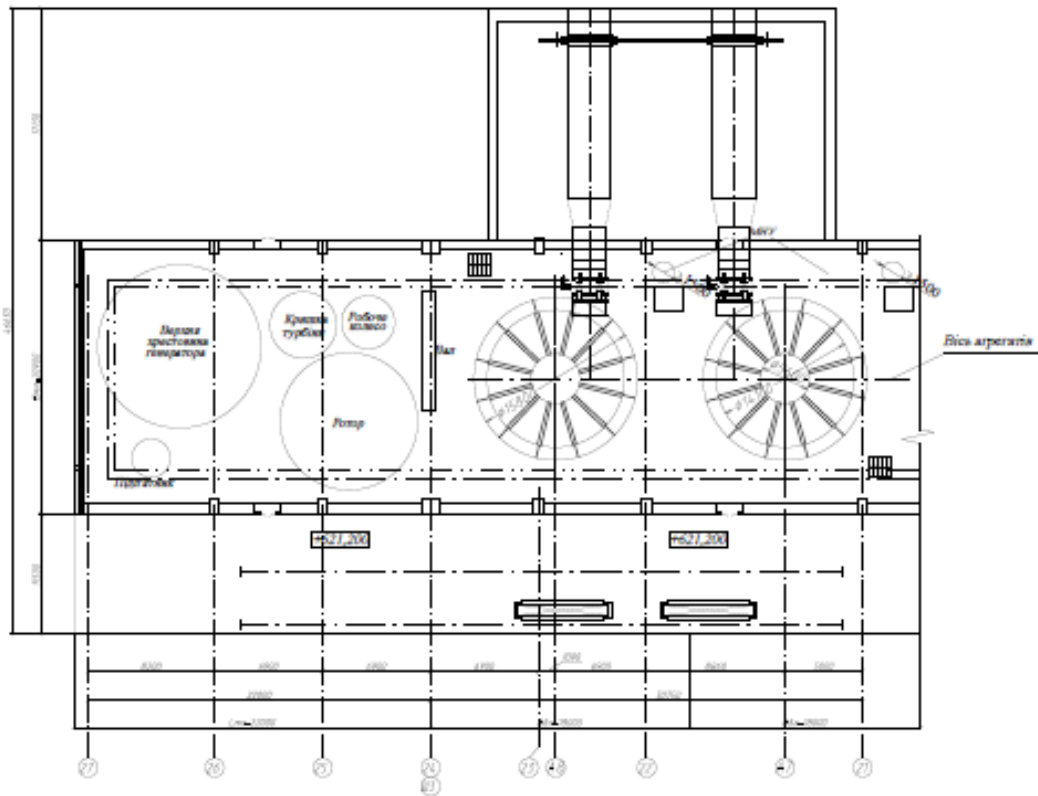


Рисунок 11.2 – План будівлі гідроелектростанції на позначці підлоги машинної зали

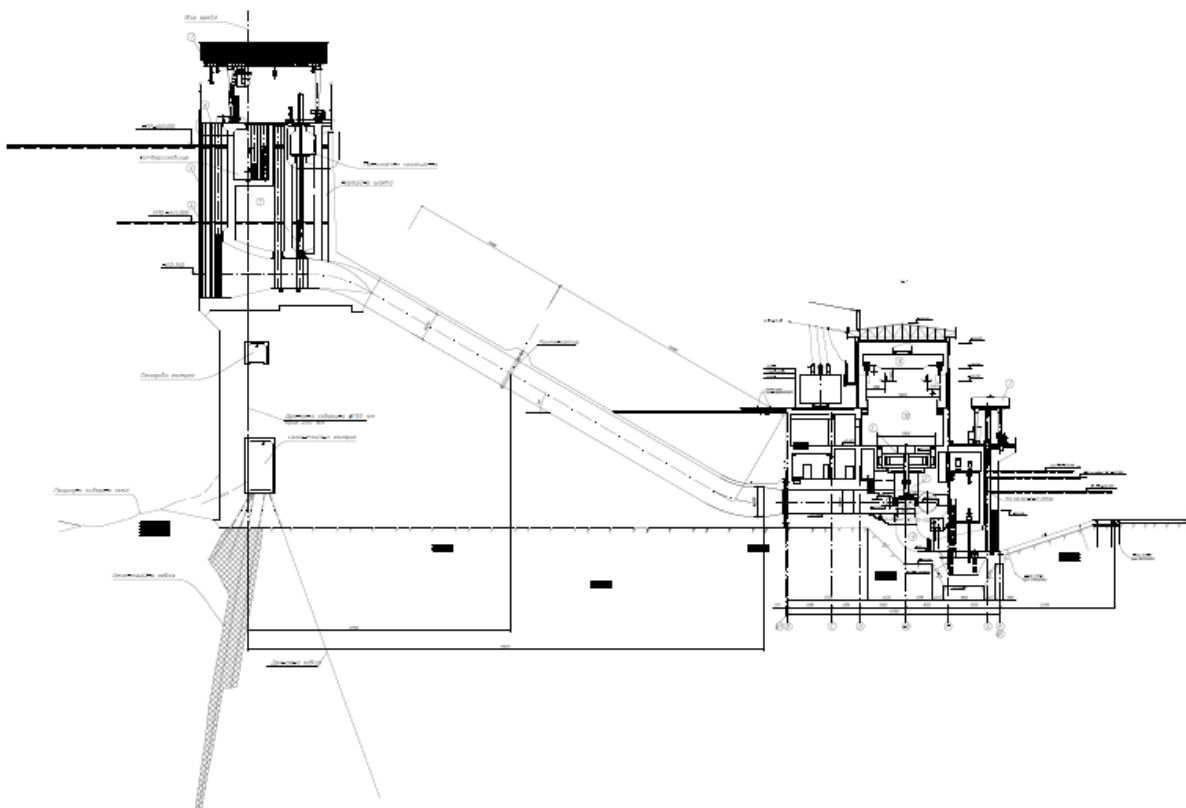


Рисунок 11.3 – Поперечний переріз будівлі гідроелектростанції та станційної греблі

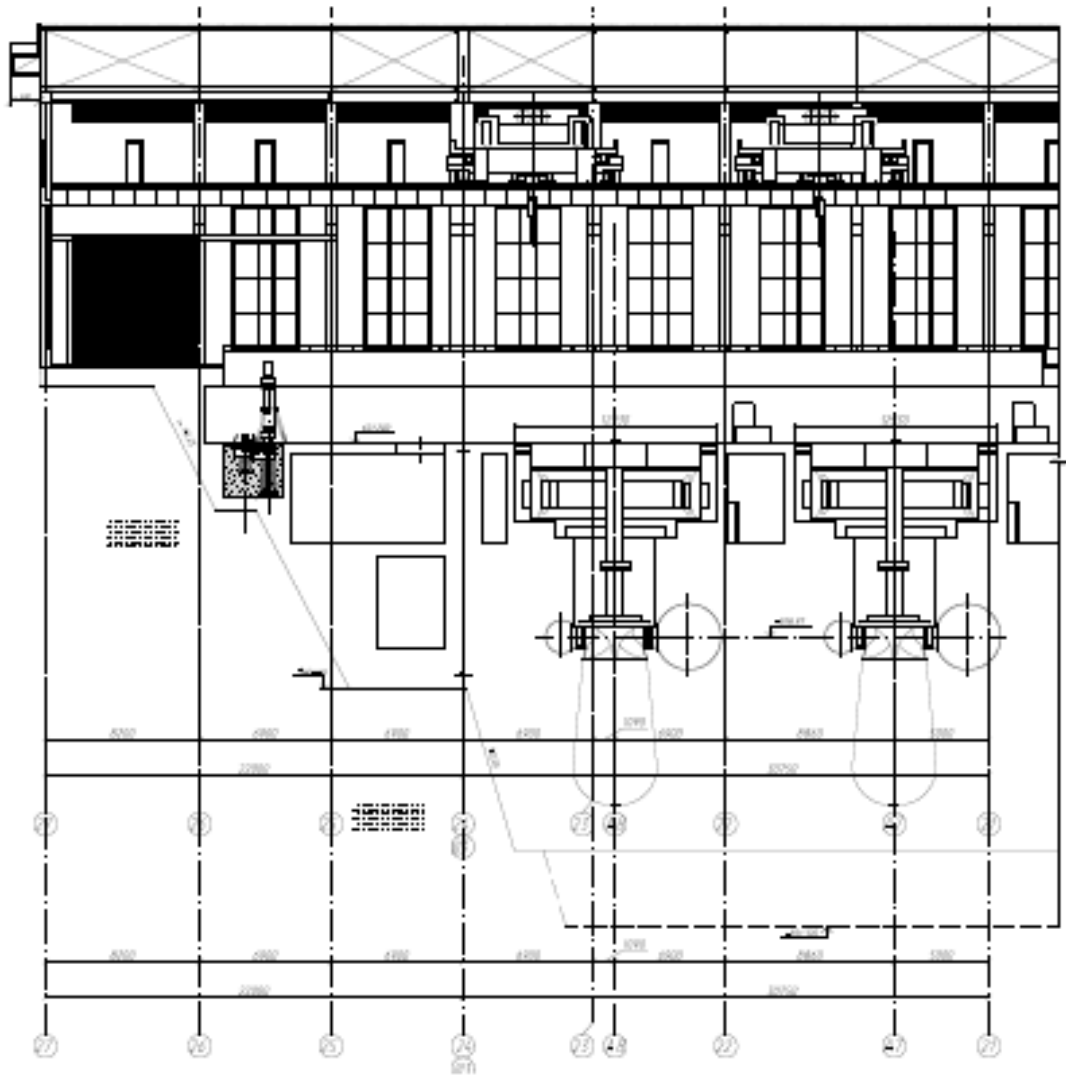


Рисунок 11.4 – Поздовжній переріз будівлі гідроелектростанції

Поз.	Найменування
1	Водосприймач будівлі ГЕС
2	Гідротурбіна
3	Гідрогенератор
4	Сороутримуюча решітка
5	Затвор ремонтний плоский ковзаючий
6	Затвор плоский колісний аварійно-ремонтний
7	Кран козловий
8	Кран мостовий
9	Спіральна камера
10	Машинна зала

Рисунок 11.5 – Умовні позначення

<i>Найменування</i>		<i>Од. вим.</i>	<i>Значення</i>
<i>Потужність ГЕС</i>	<i>установлена</i>	<i>МВт</i>	740
<i>Напори нетто</i>	<i>максимальний</i>	<i>м</i>	55,2
	<i>розрахунковий</i>	<i>м</i>	44,27
	<i>мінімальний</i>	<i>м</i>	38,8
	<i>допустима висота відсмоктування</i>	<i>м</i>	3,38
<i>Витрата ГЕС</i>	<i>максимальна</i>	<i>м³/с</i>	32000
<i>Гідротурбіна</i>	<i>кількість</i>	<i>шт.</i>	10
	<i>вертикальна радіально-осьова</i>		PO75
	<i>потужність</i>	<i>МВт</i>	76,3
	<i>частота обертів</i>	<i>хв⁻¹</i>	100
<i>Гідрогенератор</i>	<i>кількість</i>	<i>шт.</i>	10
	<i>верт. підвісний синхр. трифазний</i>		
	<i>потужність</i>	<i>МВт</i>	93,5
	<i>напруга</i>	<i>кВ</i>	10,5
	<i>cos φ</i>		0,8
	<i>частота обертів</i>	<i>хв⁻¹</i>	100
	<i>частота</i>	<i>Гц</i>	50
<i>Головний трансформатор</i>	<i>кількість</i>	<i>шт.</i>	10
	<i>тип - ТДГ-180000-/220 У1</i>		
	<i>потужність</i>	<i>МВА</i>	97,3
	<i>напруга</i>	<i>кВ</i>	10.5/121±2.5%

Рисунок 11.6 – Основні параметри гідроелектростанції

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Дистанційний курс «Сучасні методи проєктування гідравлічних та насосних станцій». URL: <https://dl.kname.edu.ua/course/view.php?id=3422>.
2. Мозговий А. О. Методичні рекомендації до проведення практичних занять та організації самостійної роботи з навчальної дисципліни «Сучасні методи проєктування гідравлічних та насосних станцій» (для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 194 – Гідротехнічне будівництво, водна інженерія та водні технології). Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. 38 с. URL: <https://eprints.kname.edu.ua/65512/>.
3. Лутаєв В. В., Сунічук С. В. Гідроелектростанції (Машинна будівля ГЕС) : Інтерактивний комплекс навчально-методичного забезпечення. Рівне : НУВГП, 2008. 138 с.
4. Лутаєв В. В., Сунічук С. В. Гідроелектростанції (Водопровідні споруди ГЕС) : Інтерактивний комплекс навчально-методичного забезпечення. Рівне : НУВГП, 2009. 63с.
5. Erbisti P. C. F. Design of hydraulic gates. 2-nd ed. Lisse, Netherlands : Balkema, 2014. 417 p.
6. Hydraulic structures: textbook / Novak P., Moffat A. I. B., Nalluri C., Narayanan R. A. I. B. 4-th ed. New York : Taylor & Francis, 2017. 700 p.
7. ДБН В.2.4-3:2010. Гідротехнічні споруди. Основні положення. [Чинний від 2011-01-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «Укрархбудінформ», 2010. 37 с. (Державні будівельні норми України).
8. Правила експлуатації водосховищ Дніпровського каскаду / А. В. Яцик та ін. Київ : Генеза, 2003. 176 с.
9. Engineering guidelines for the evaluation of hydropower : Chapter 1. Washington : FERC, 2016. 77 p. (Federal energy regulatory commission, Division of dam safety and inspections).
10. Zhang, J., Qiu, W., Wang, Q., Yao, T., Hu, C., & Liu, Y. Extreme water level of surge chamber in hydropower plant under combined operating conditions. *Chaos, Solitons & Fractals*. Amsterdam, 2024. Vol. 178. P. 114362.
11. Vorlet S. L., De Cesare G. A comprehensive review on geomembrane systems application in hydropower. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Amsterdam, 2024. Vol. 189. P. 113951.
12. Bonilla B. A., Freire L. O., Quinatoa C. I. Flow Prediction Models for a Mini Hydroelectric Power Station // International Conference on Intelligent Manufacturing and Energy Sustainability : materials of the conference. Singapore, 2023. P. 349–360.
13. Riabenko, O., Panasenko, A., Olefir, D., & Tymoshchuk, V. Improving the Efficiency of Using Water Resources for the Production of Electricity in Market //

International Conference Current Issues of Civil and Environmental Engineering Lviv-Košice–Rzeszów : materials of the conference. Cham, 2023. P. 337–350.

14. Wu, R., Mao, H., Yang, Y., Zhang, Q., Tong, K., Li, X., & Lin, Y. Performance assessment of hydropower generator unit with the nonlinear transmissibility function method. *Measurement Science and Technology*. Bristol, 2023. Vol. 35, No 1. P. 015028.

15. Chanda N., Chintalacheruvu M. R., Choudhary. Performance Appraisal of Ravi Shankar Sagar Project Using Comparative Indicators // International Conference on Science, Technology and Engineering : materials of the conference. Singapore, 2023. P. 101–110.

16. Huang, K., Mu, Z., Shi, X., Ai, X., Guo, J., & Ding, J. Comparative Study on Real-Time Economic Operation Algorithm of Three Gorges Hydropower Station // International Conference on Advances in Civil and Ecological Engineering Research : materials of the conference. Singapore, 2023. P. 266–277.

17. Liu, K., Lin, Y., Ji, B., Cheng, Y., Liu, D., Ding, J., & Chen, H. Revealing the pressure pulsations that can cause water column separation in pump-turbine. *Journal of Fluids and Structures*. Amsterdam, 2023. Vol. 123. P. 103989.

18. Wang, S., Gao, X., Ren, Z., & Xiao, Y. A method for calculating the moisture load in the tailrace surge tank of underground hydropower station based on field tests. *International Journal of Thermal Sciences*. Amsterdam, 2023. Vol. 193. P. 108538.

19. Wang, N. F., He, J. X., Du, X. X., Cai, B., & Zhao, J. J. Deformation and failure mechanism of Yanjiao rock slope influenced by rainfall and water level fluctuation of the Xiluodu hydropower station reservoir. *Journal of Mountain Science*. Luxembourg, 2023. Vol. 20, No 1. P. 1–14.

20. Hämmerling M., Walczak N., Kałuża T. Analysis of the Influence of Hydraulic and Hydrological Factors on the Operating Conditions of a Small Hydropower Station on the Example of the Stary Młyn Barrage on the Głomia River in Poland. *Energies*. Basel, 2023. Vol. 16, No 19. P. 6905.

ДОДАТОК А

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 10

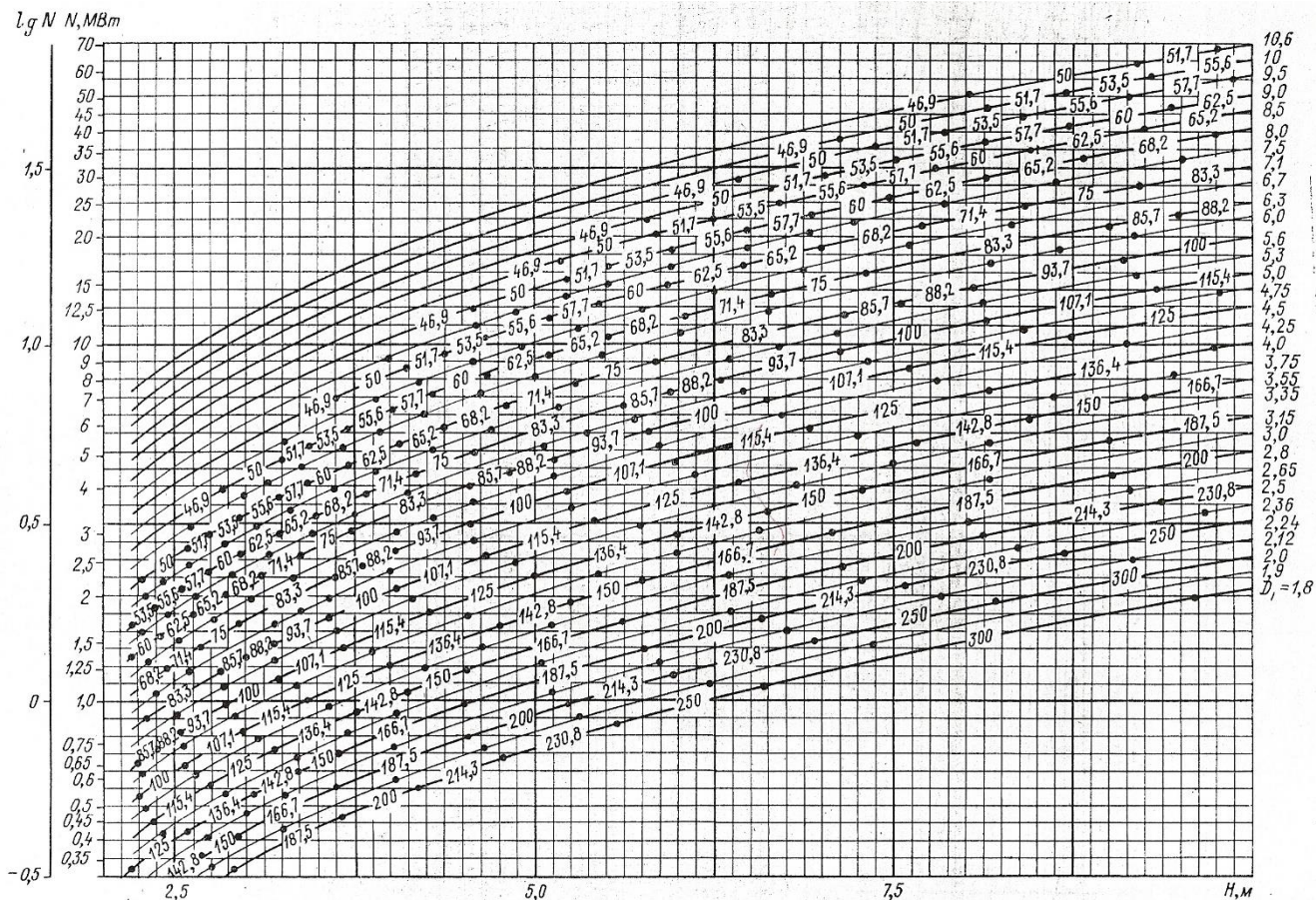


Рисунок А.1 – Універсальна характеристика: $n_1' = 175 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 2\,300 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 89 \%$, $\sigma < 1,6$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 15

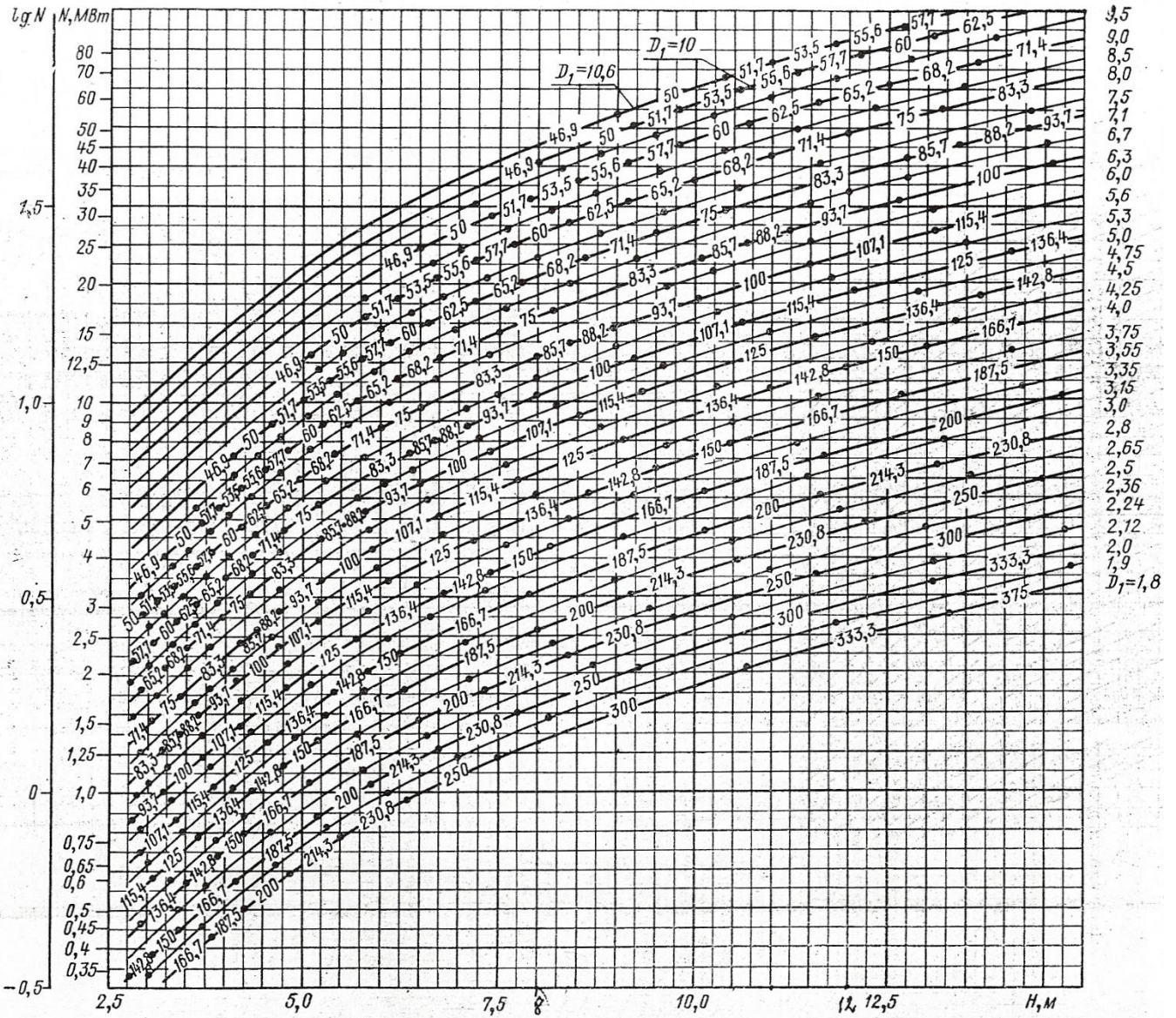


Рисунок А.2 – Універсальна характеристика: $n_1' = 165 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 2\,070 \text{ л/с}$,
 $n_H = 90,5 \%$, $\sigma < 1,6$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 20

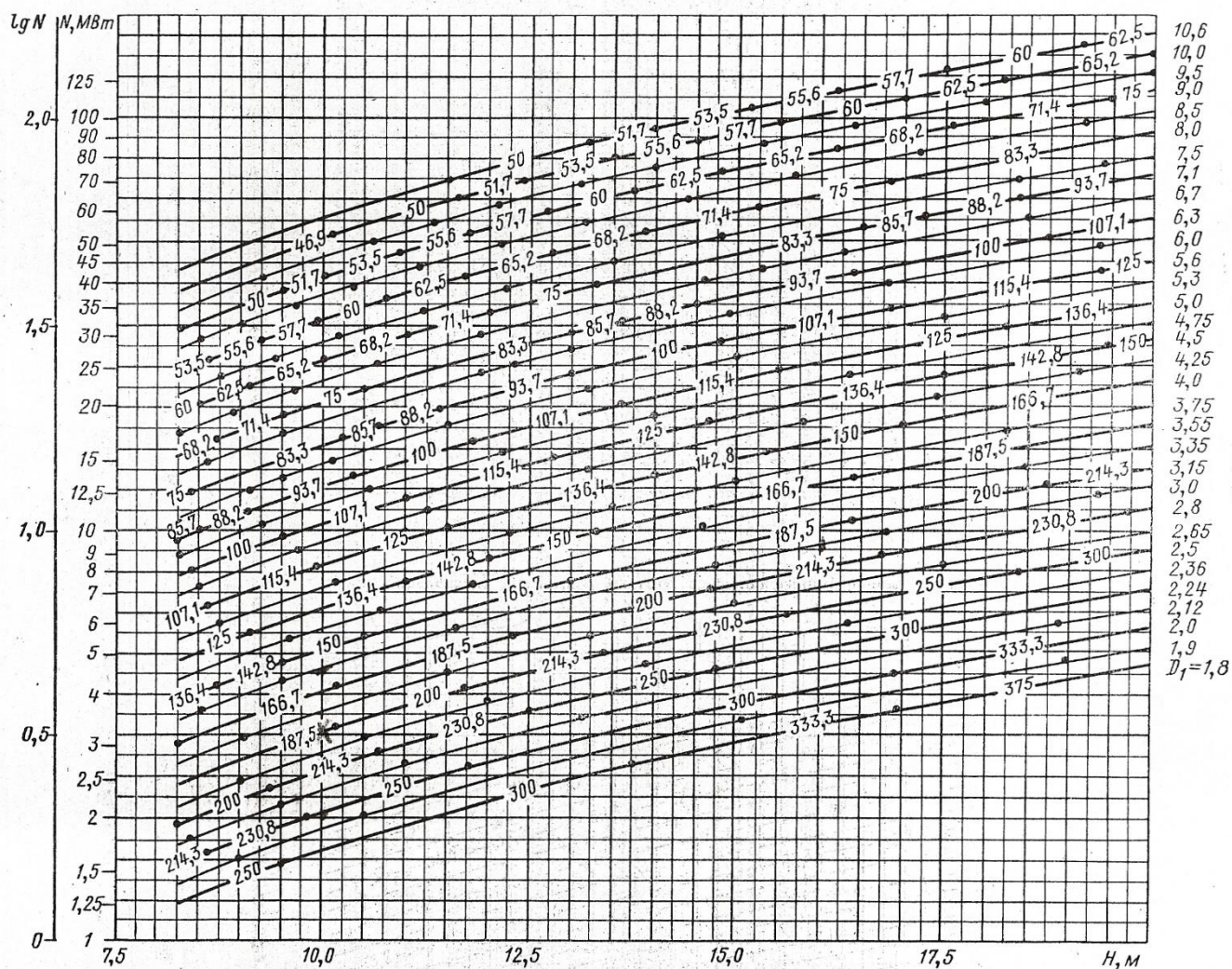


Рисунок А.3 – Універсальна характеристика: $n_1' = 146 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 1790 \text{ л/с}$,
 $n_H = 92 \%$, $\sigma = 0,775$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 30

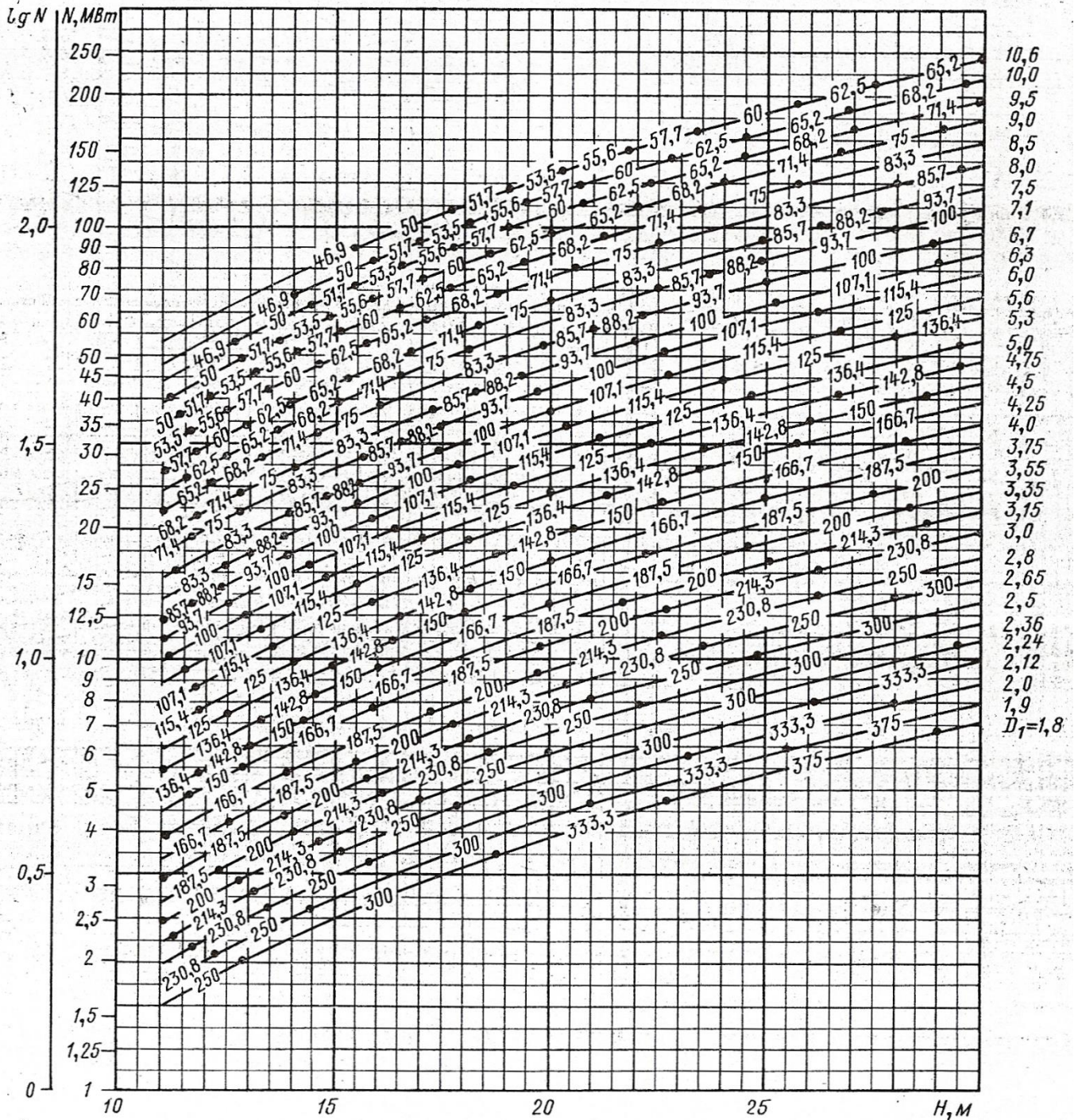


Рисунок А.4 – Універсальна характеристика: $\eta_1' = 126 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 1\,460 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 93,5 \%$, $\sigma = 0,525$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 40

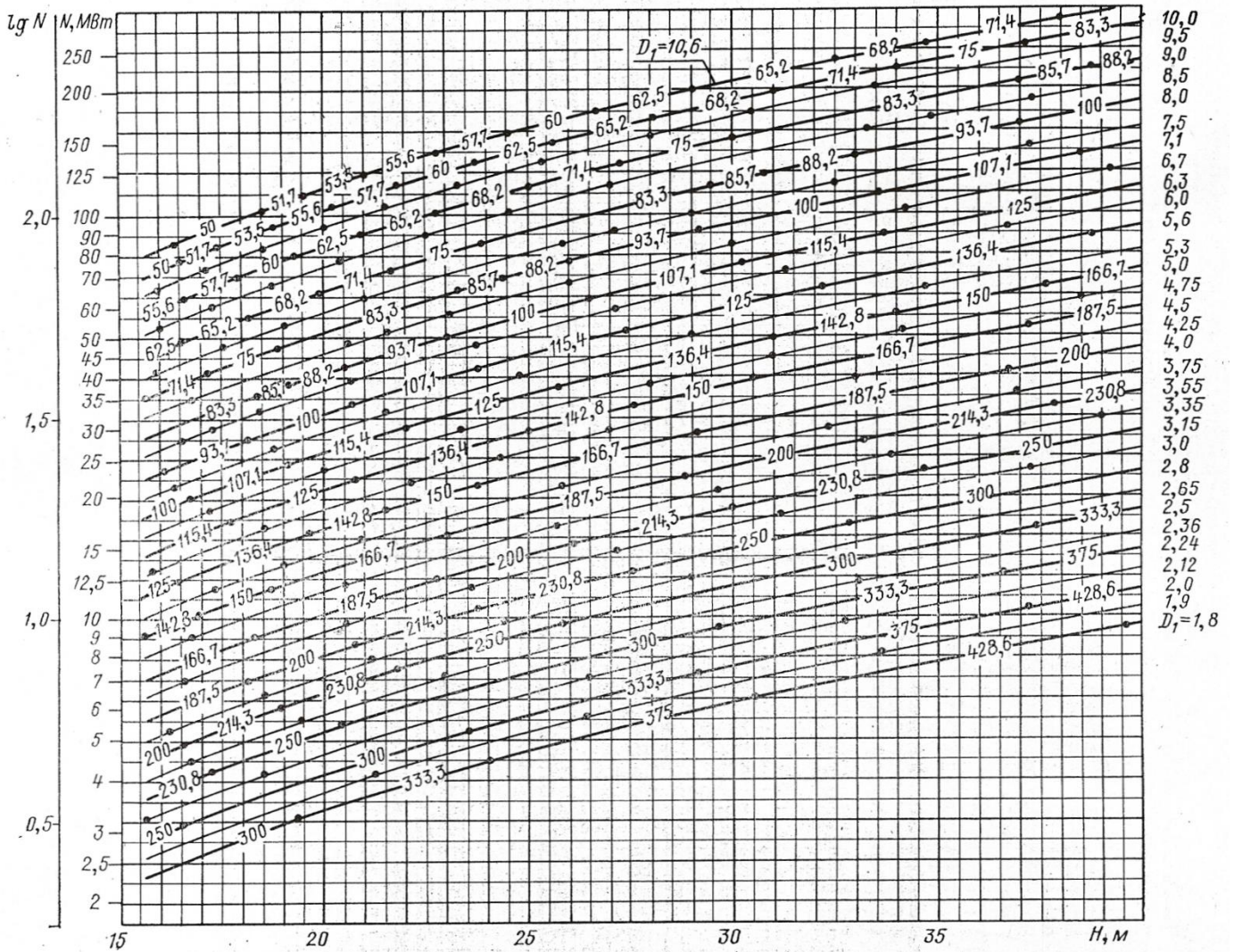


Рисунок А.5 – Універсальна характеристика: $n_1' = 123 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 1\,270 \text{ л/с}$,
 $n_H = 93 \%$, $\sigma = 0,350$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 50

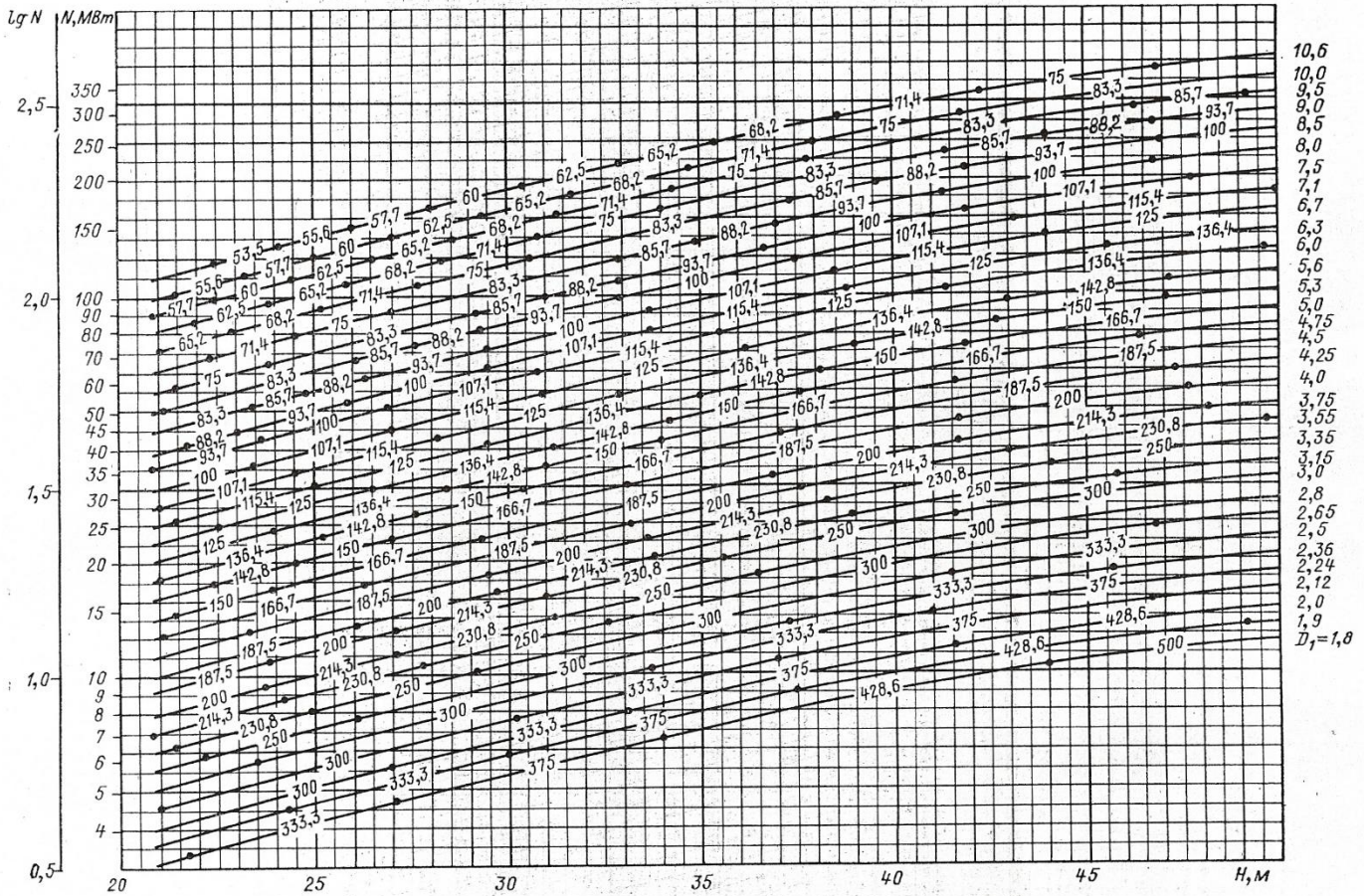


Рисунок А.6 – Універсальна характеристика: $n_1' = 116 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 1\,130 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 94,5 \%$, $\sigma = 0,311$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 60

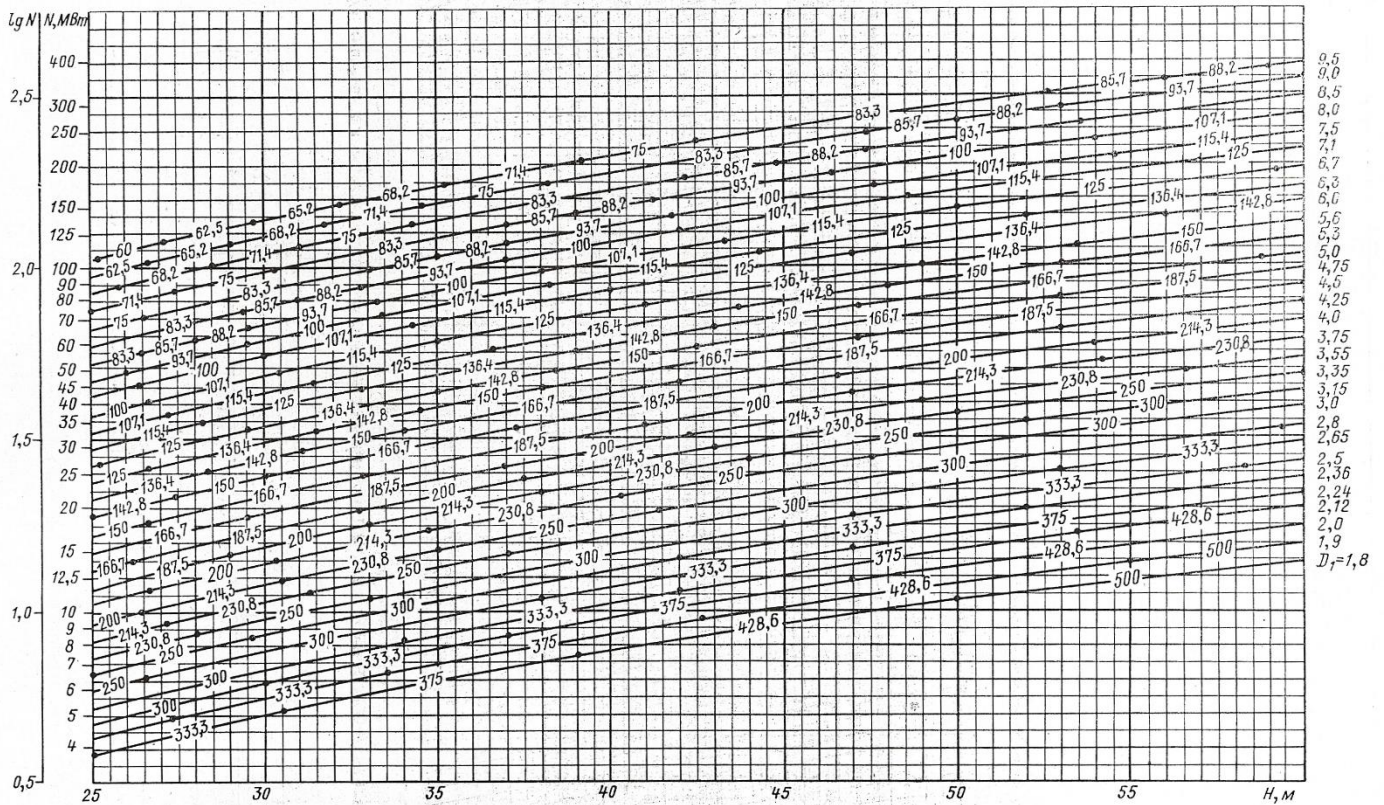


Рисунок А.7 – Універсальна характеристика: $n_1' = 109 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 1 \text{ 030 л/с}$,
 $\eta_H = 92,5 \%$, $\sigma = 0,265$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 70

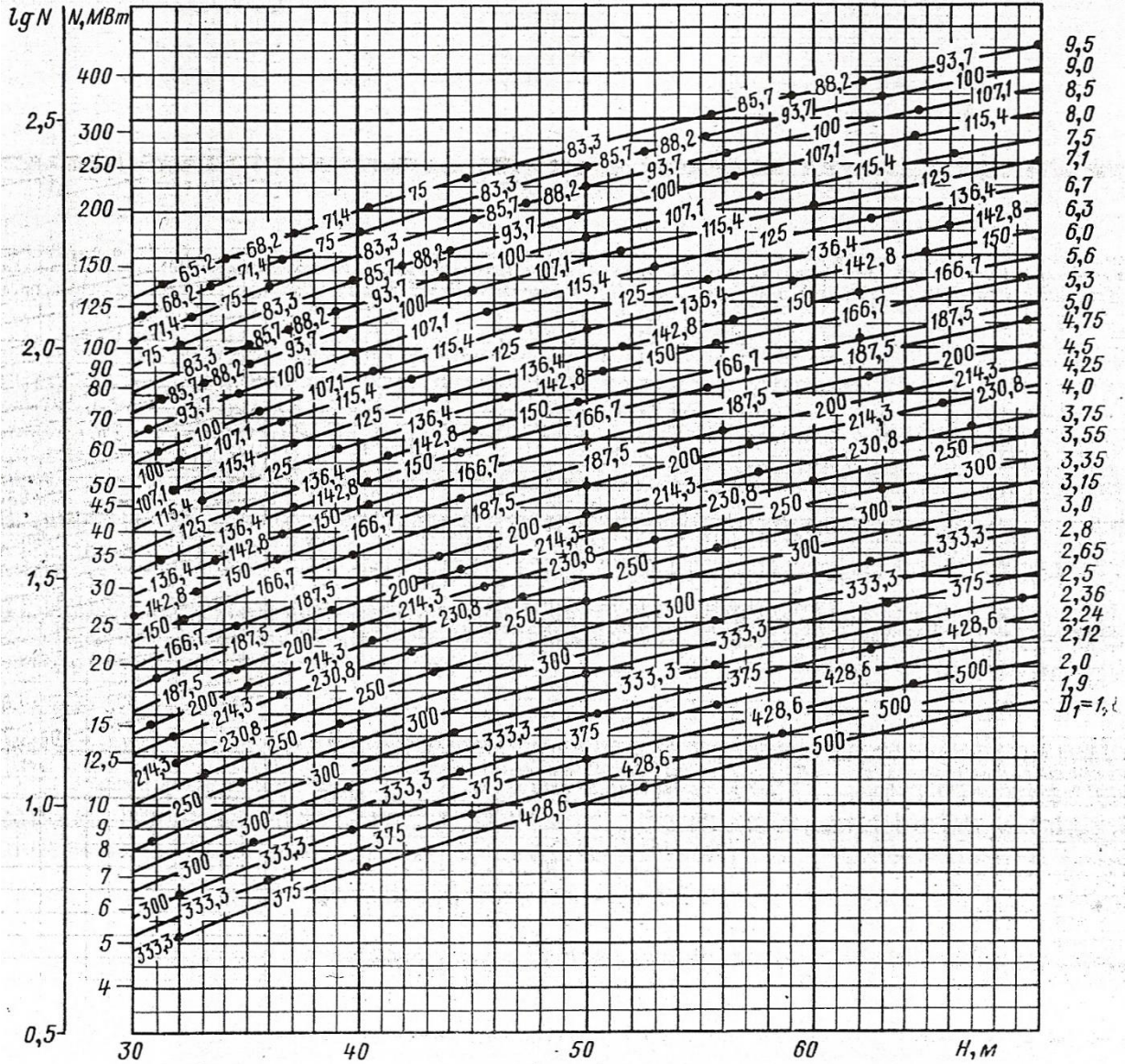


Рисунок А.8 – Універсальна характеристика: $n_1' = 106 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 960 \text{ л/с}$,
 $n_H = 93 \%$, $\sigma = 0,250$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни ПЛ 80

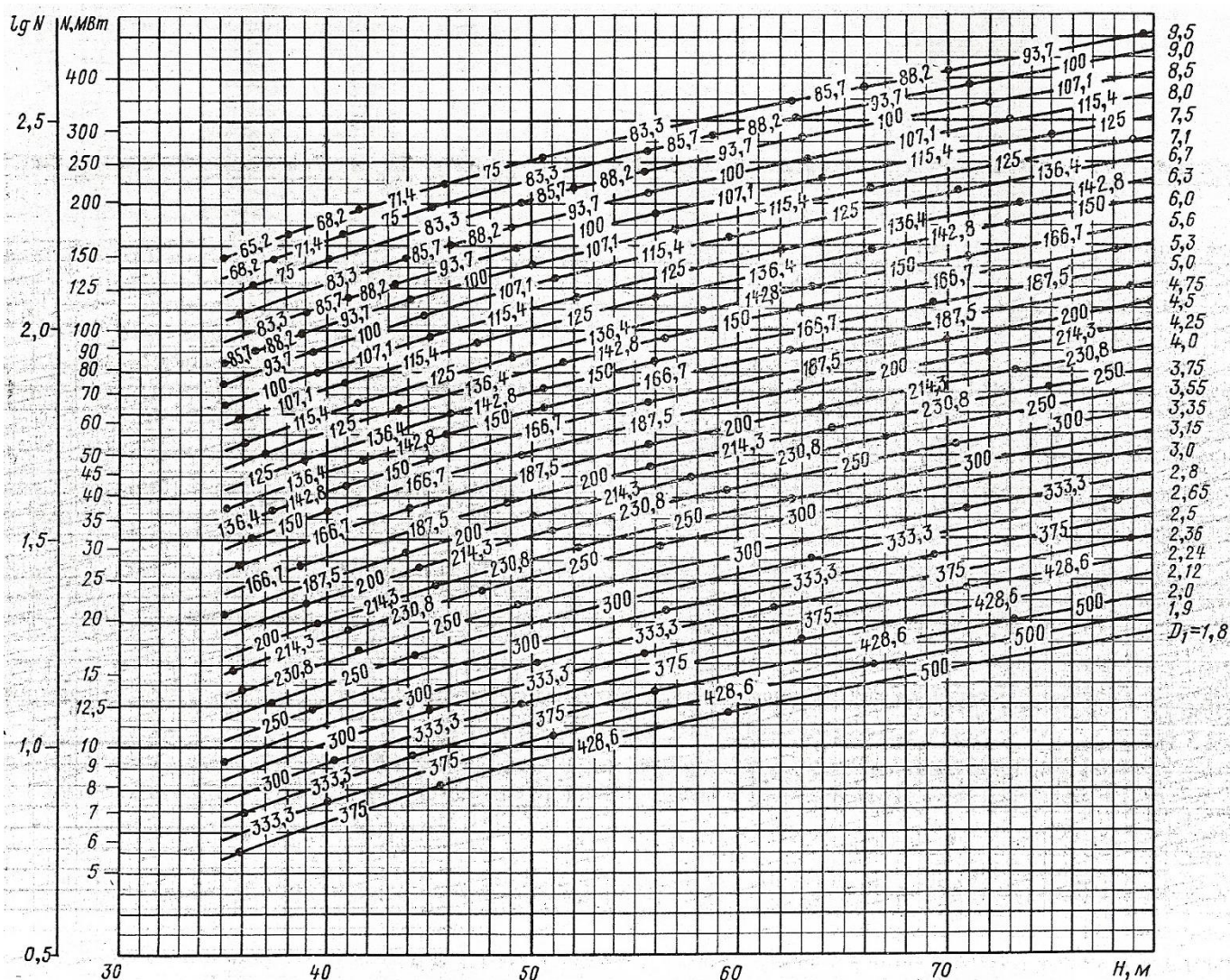


Рисунок А.9 – Універсальна характеристика: $n_1' = 100 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 890 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 92 \%$, $\sigma = 0,25$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 45

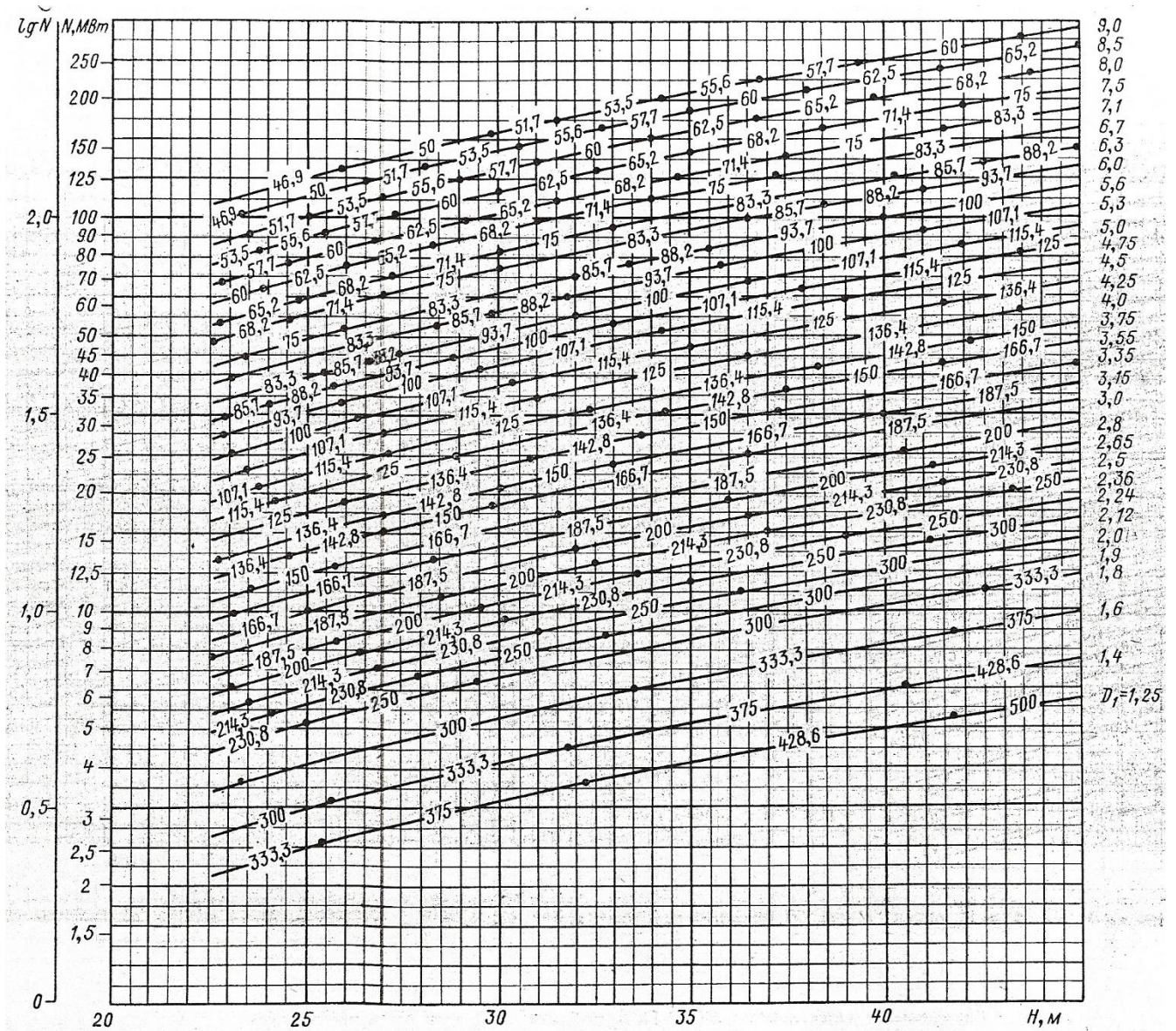


Рисунок А.10 – Універсальна характеристика: $\eta_1' = 82,5 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 1\,430 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 90,5 \%$, $\sigma = 0,230$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 75

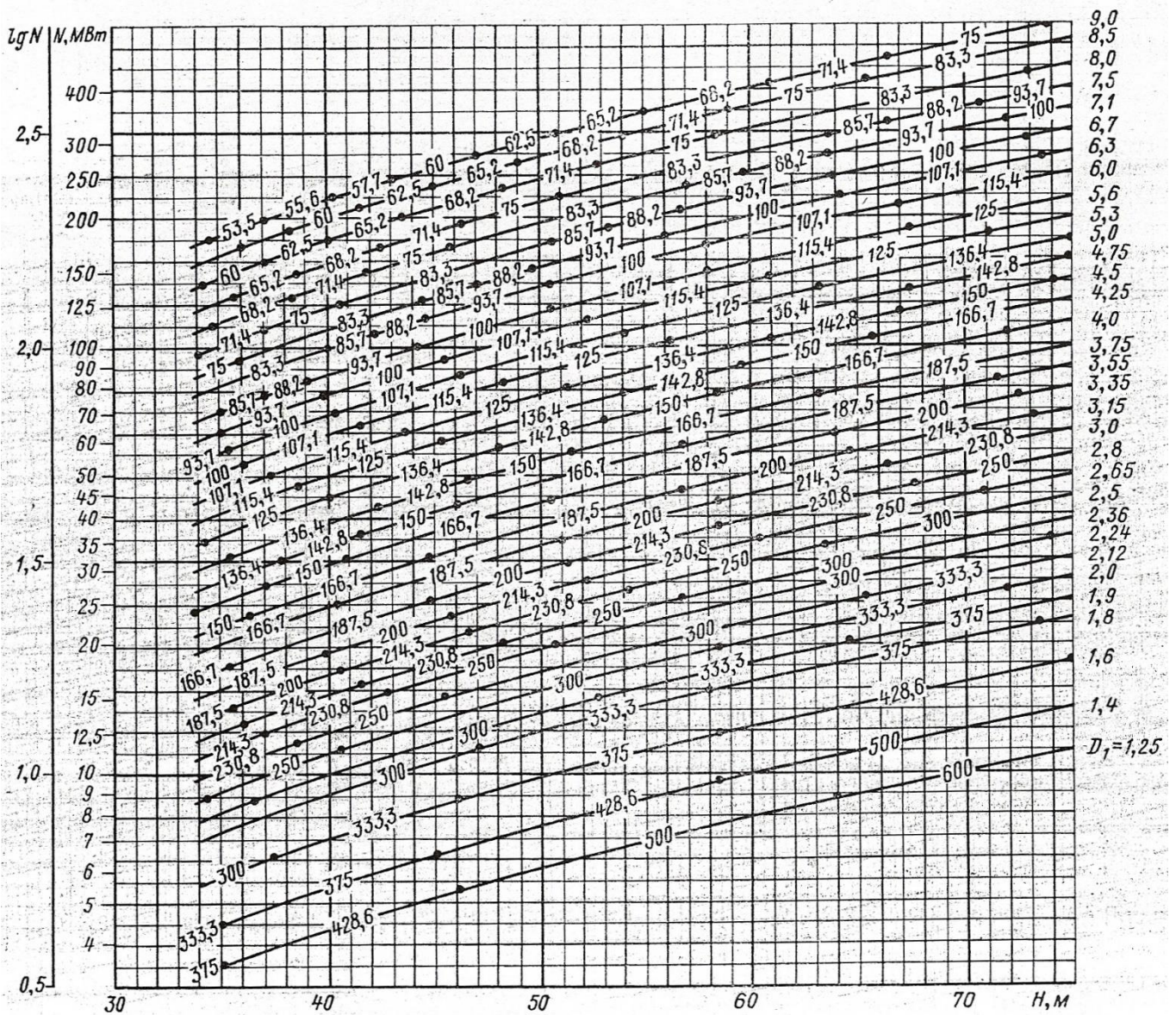


Рисунок А.11 – Універсальна характеристика: $n_1' = 78,7 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 1\,220 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 91,5 \%$, $\sigma = 0,128$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 115

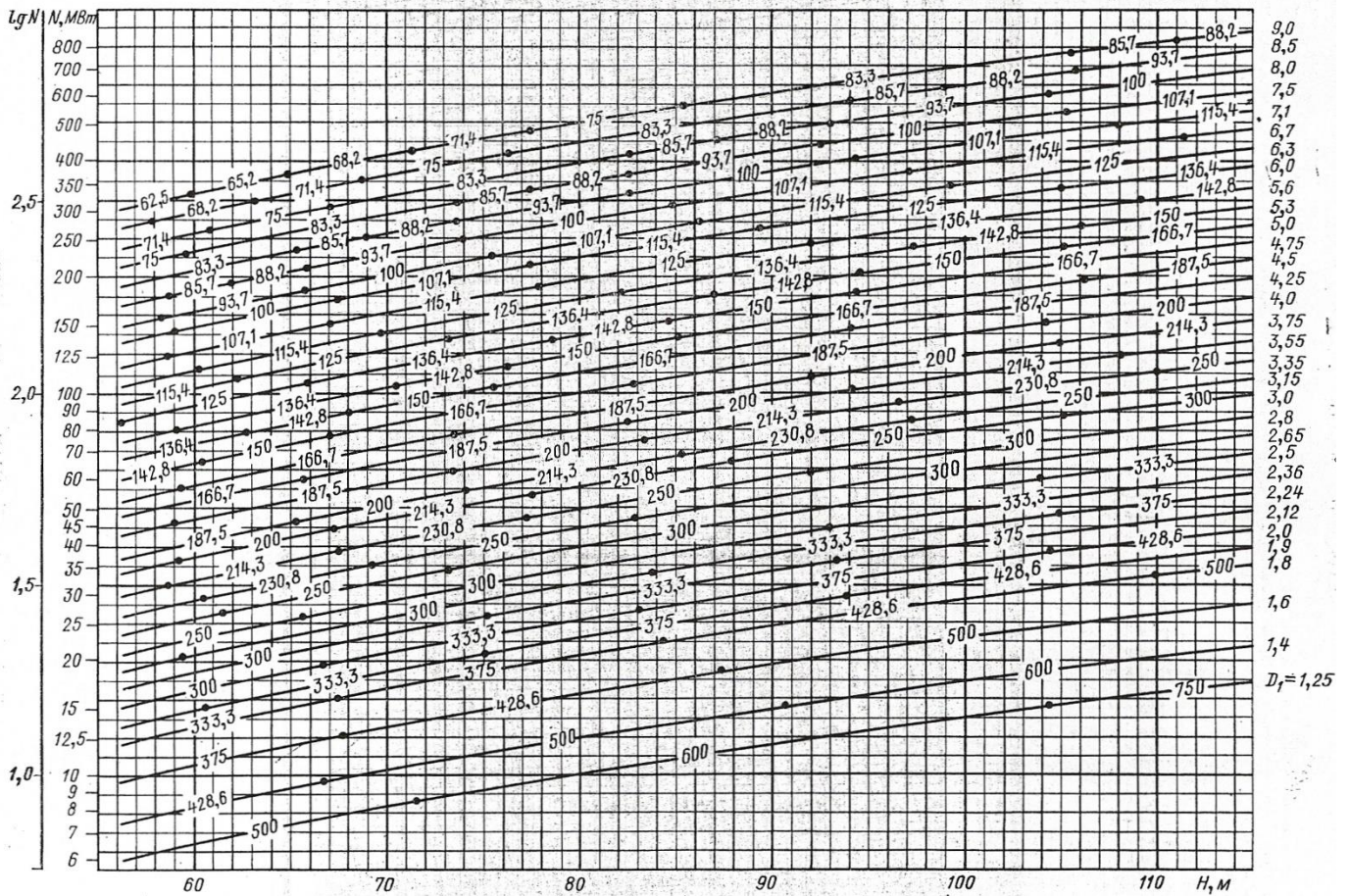


Рисунок А.12 – Універсальна характеристика: $n'_1 = 72,3 \text{ хв}^{-1}$, $Q'_1 = 1\,080 \text{ л/с}$,
 $n_H = 91,5 \%$, $\sigma = 0,147$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 170

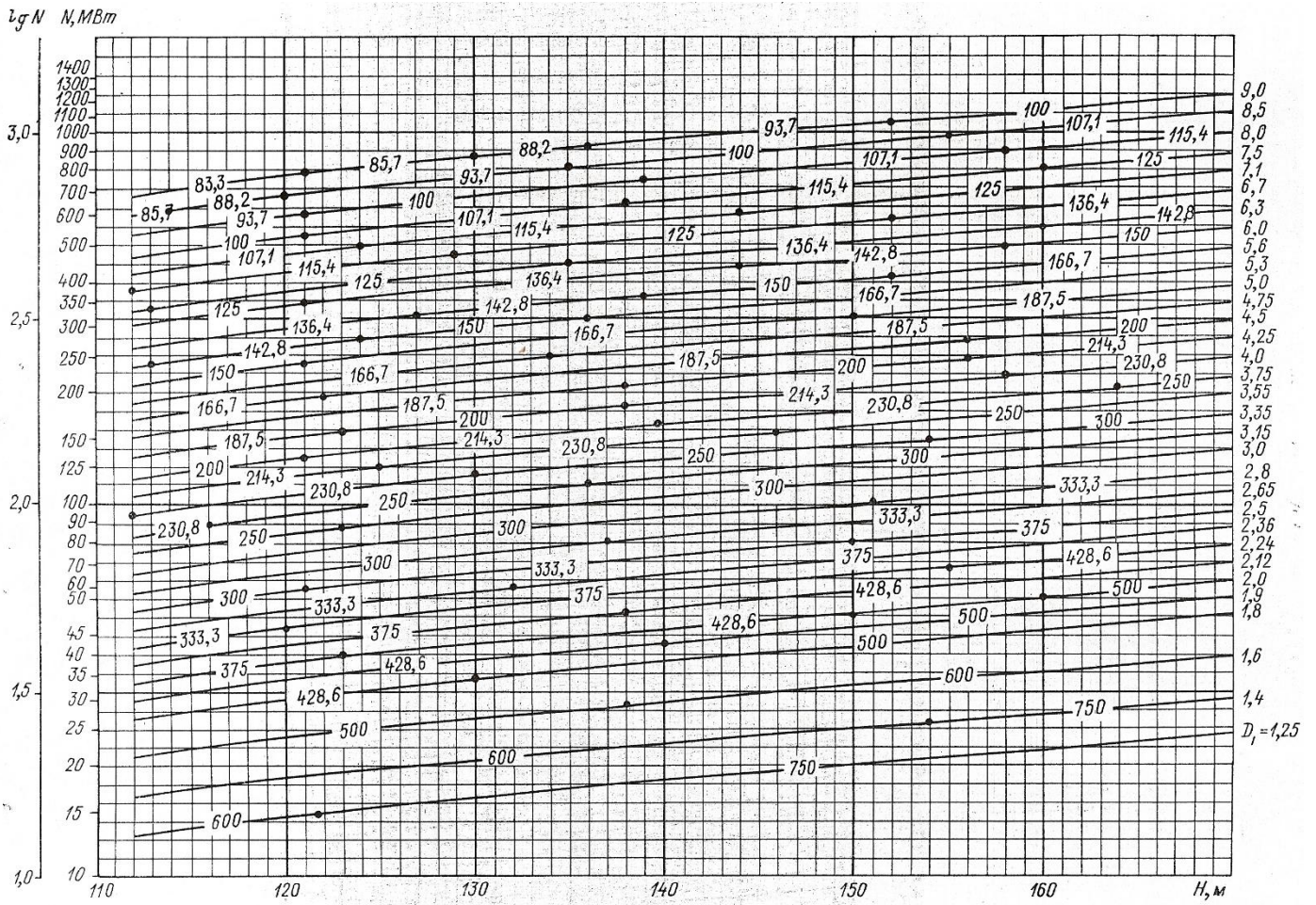


Рисунок А.14 – Універсальна характеристика: $n_1' = 68 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 790 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 91 \%$, $\sigma = 0,08$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 230

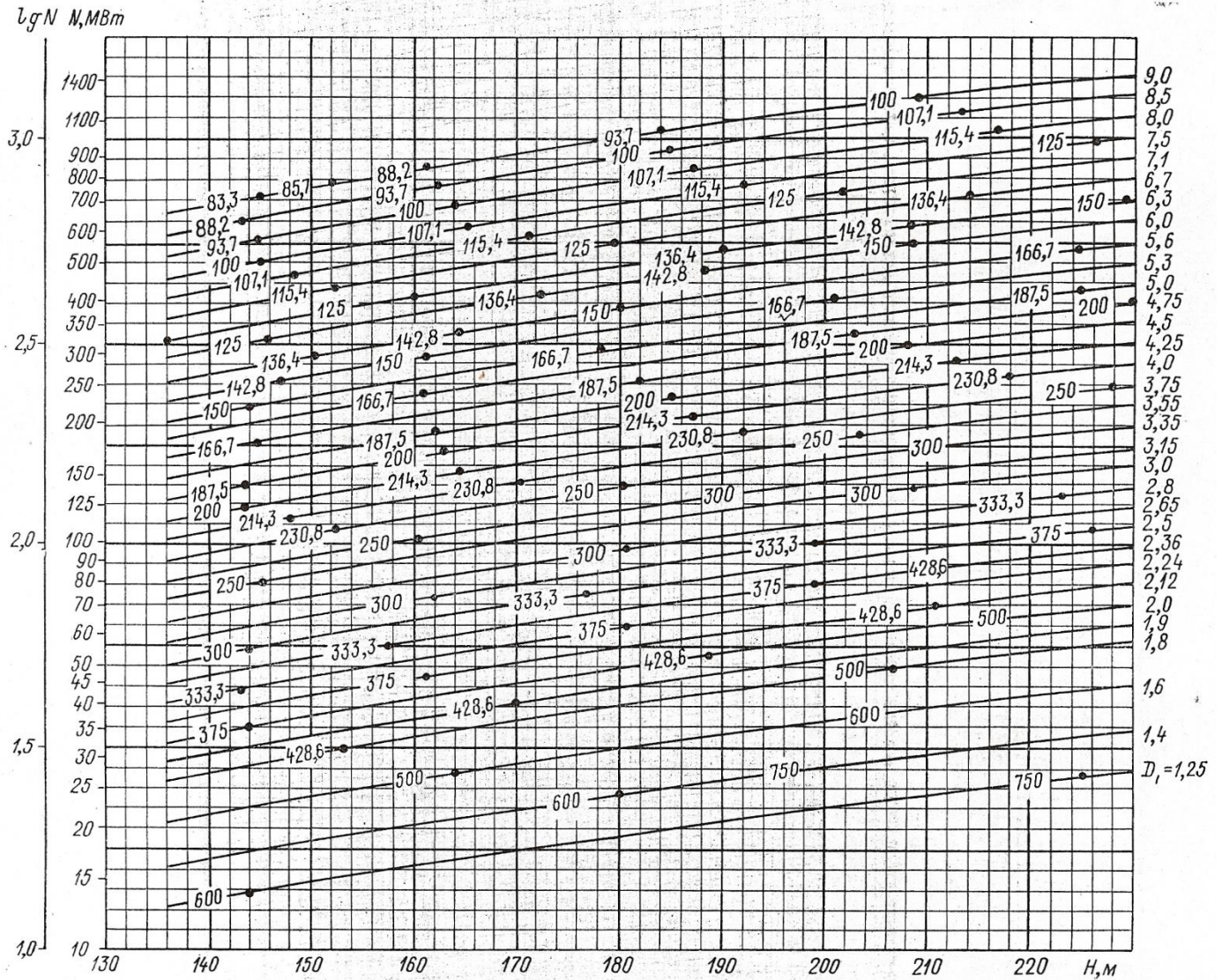


Рисунок А.15 – Універсальна характеристика: $n'_1 = 62,5 \text{ хв}^{-1}$, $Q'_1 = 570 \text{ л/с}$,
 $n_H = 91,5 \%$, $\sigma = 0,060$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 310

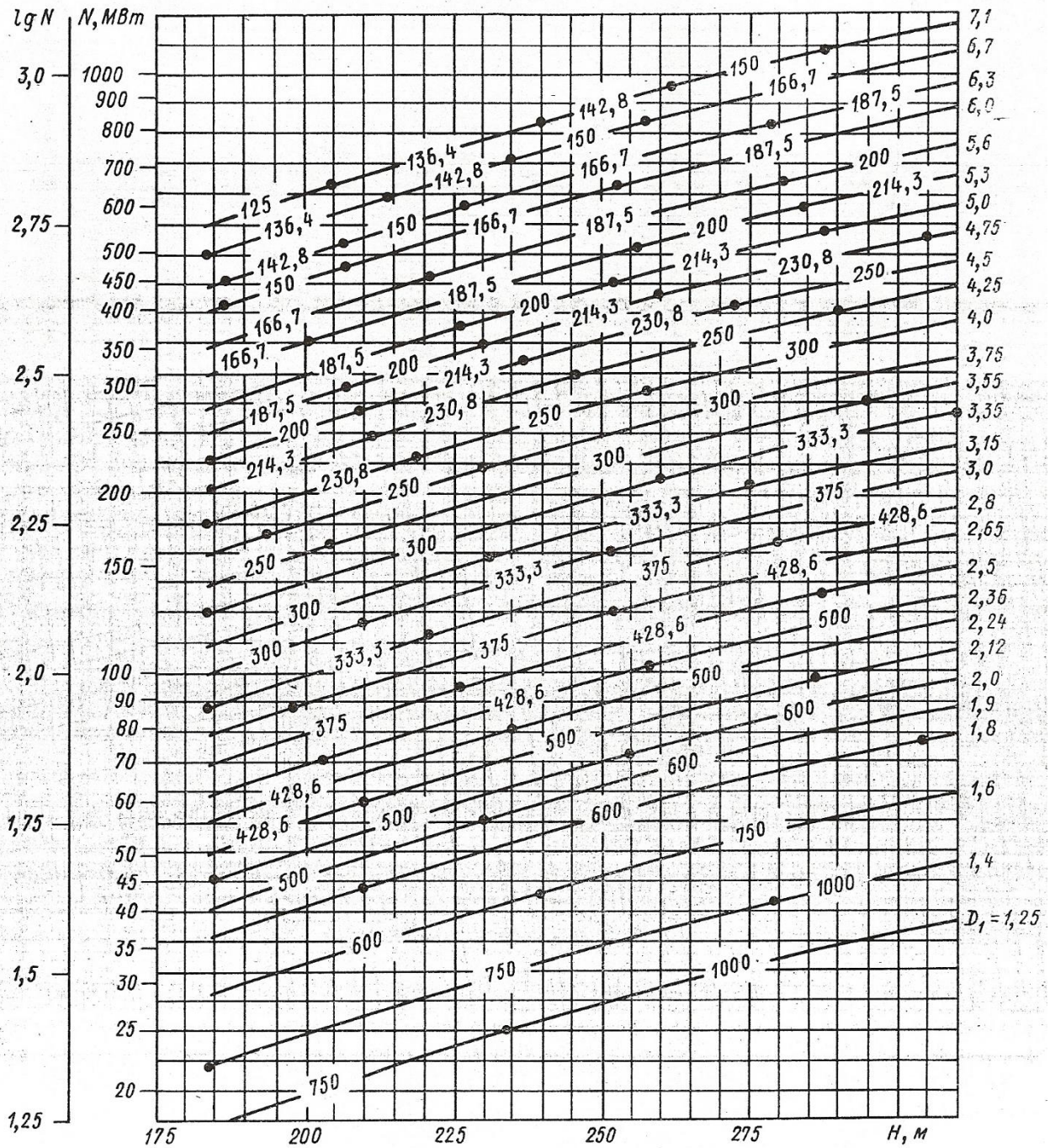


Рисунок А.16 – Універсальна характеристика: $n_1' = 63 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 513 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 92,5 \%$, $\sigma = 0,079$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 400

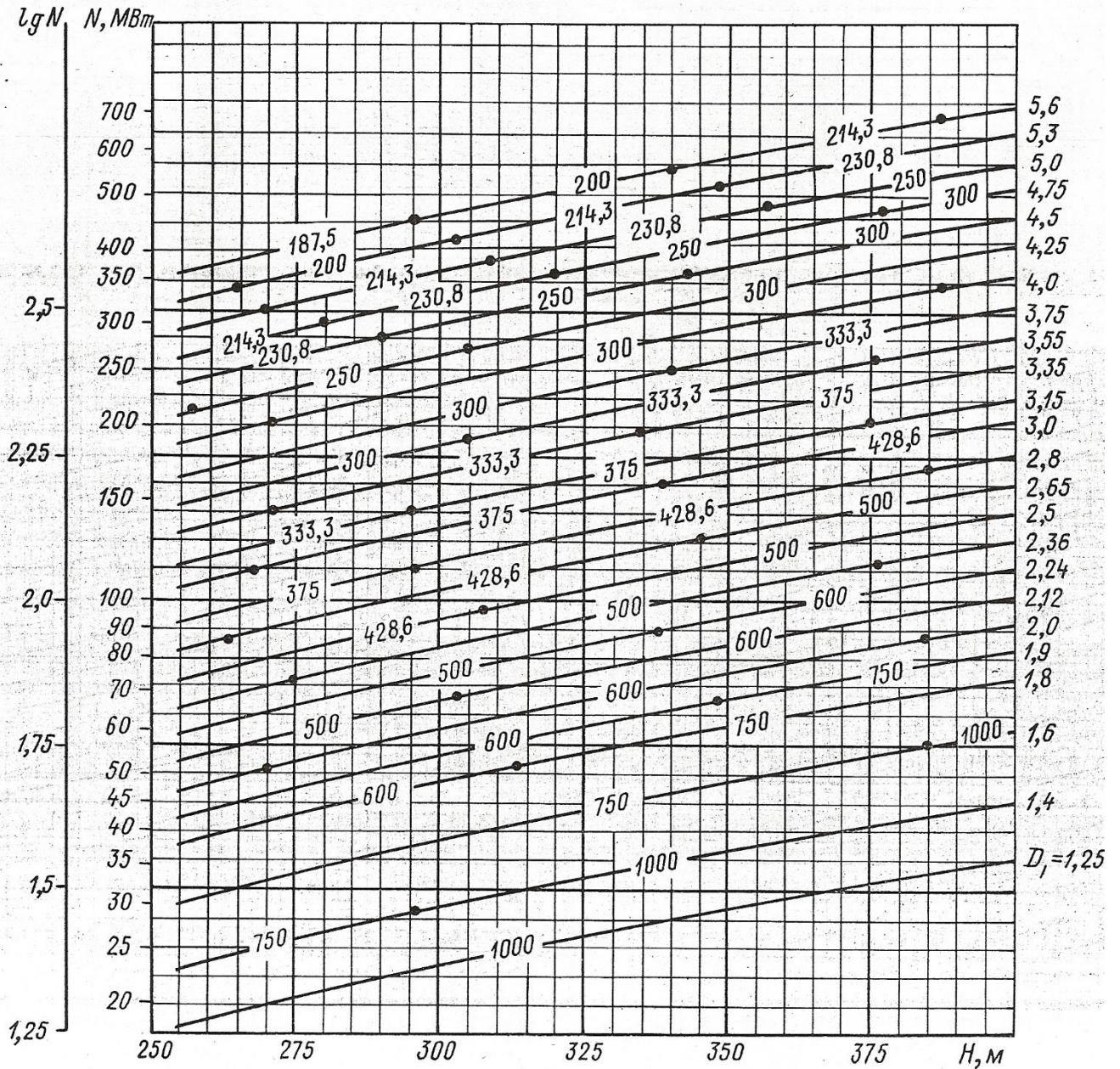


Рисунок А.17 – Універсальна характеристика: $n_1' = 61 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 330 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 88,5 \%$, $\sigma = 0,045$

Залежності для визначення діаметра і частоти обертання гідротурбіни РО 500

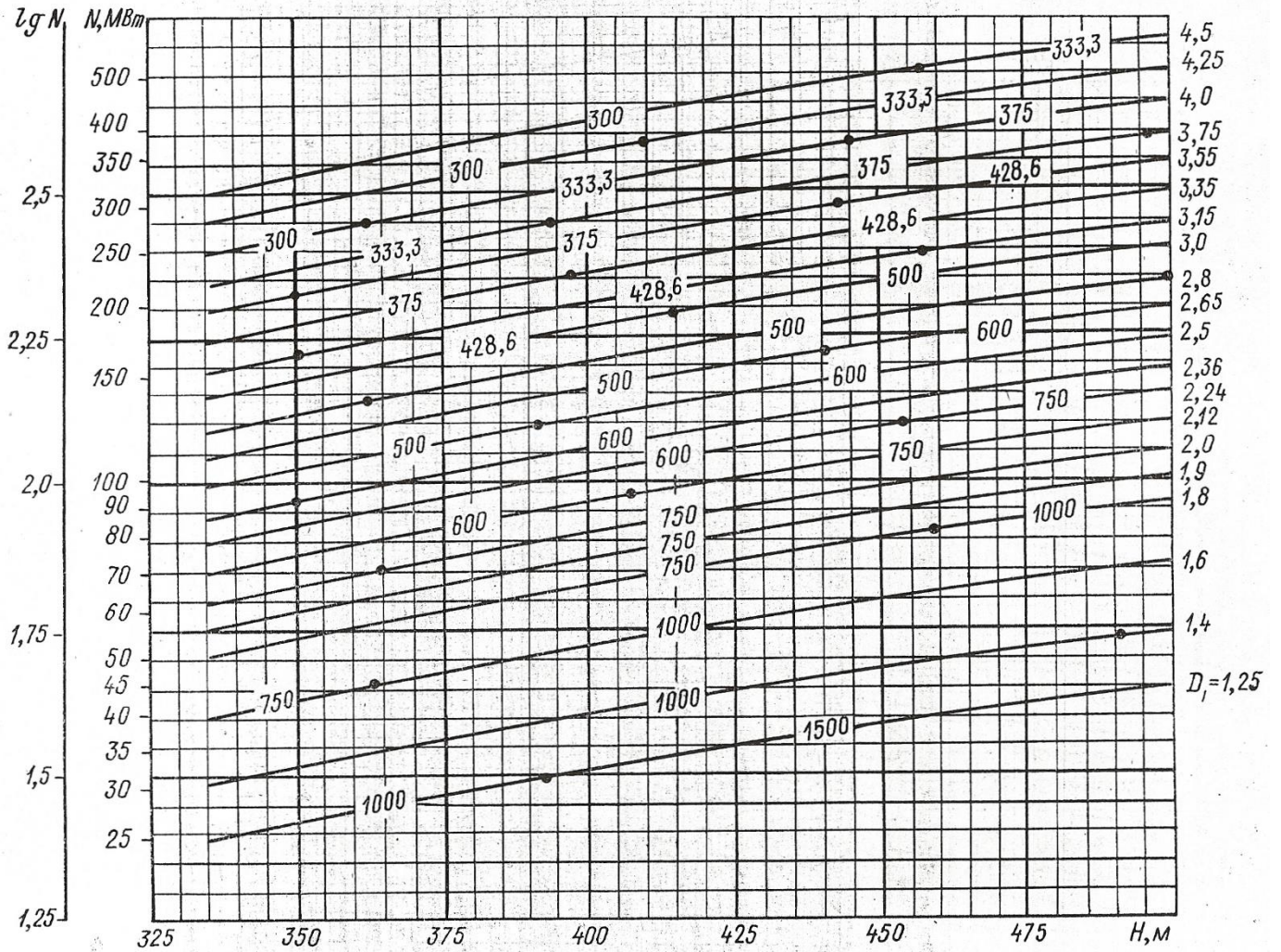


Рисунок А.18 – Універсальна характеристика: $n_1' = 63 \text{ хв}^{-1}$, $Q_1' = 290 \text{ л/с}$,
 $\eta_H = 89,5 \%$, $\sigma = 0,064$

ДОДАТОК Б

Визначення ваги гідравлічної турбіни

Основними факторами, які визначають вагу гідравлічної турбіни, є діаметр робочого колеса і напір. Обраний діаметр робочого колеса визначає розміри машини, а напір обумовлює ступінь масивності деталей, необхідний для забезпечення їх міцності. Для визначення чистої ваги турбін (т) в гідротурбобудівництві застосовуються такі емпіричні формули:

– для поворотно-лопатевих турбін:

$$G_{ПЛ} = k_1 D_1^{a_1} H^{b_1}, \quad (Б.1)$$

де D_1 – діаметр робочого колеса, м;

H – напір, м;

k_1, a_1, b_1 – безрозмірні коефіцієнти, які залежать від напору, приймають такі значення:

H	10,0÷40,0 м	50,0÷80,0 м
k_1	2,88	1,435
a_1	2,1	2,1
b_1	0,4	0,6

– для радіально-осьових турбін:

$$G_{РО} = k_2 e^{a_2 D_1} H^{b_2}, \quad (Б.2)$$

де D_1 – діаметр робочого колеса, м;

H – напір, м;

k_2, a_2, b_2 – безрозмірні коефіцієнти, які залежать від напору, приймають такі значення:

H	45,0÷300,0 м	300,0÷500,0 м
k_2	17,4	14,0
a_2	0,49	0,49
b_2	0,16	0,2

Номограми обчислених за наведеними вище формулами значень чистої ваги гідротурбін наведені на рисунках Б.1 – Б.4.

Чиста вага, т

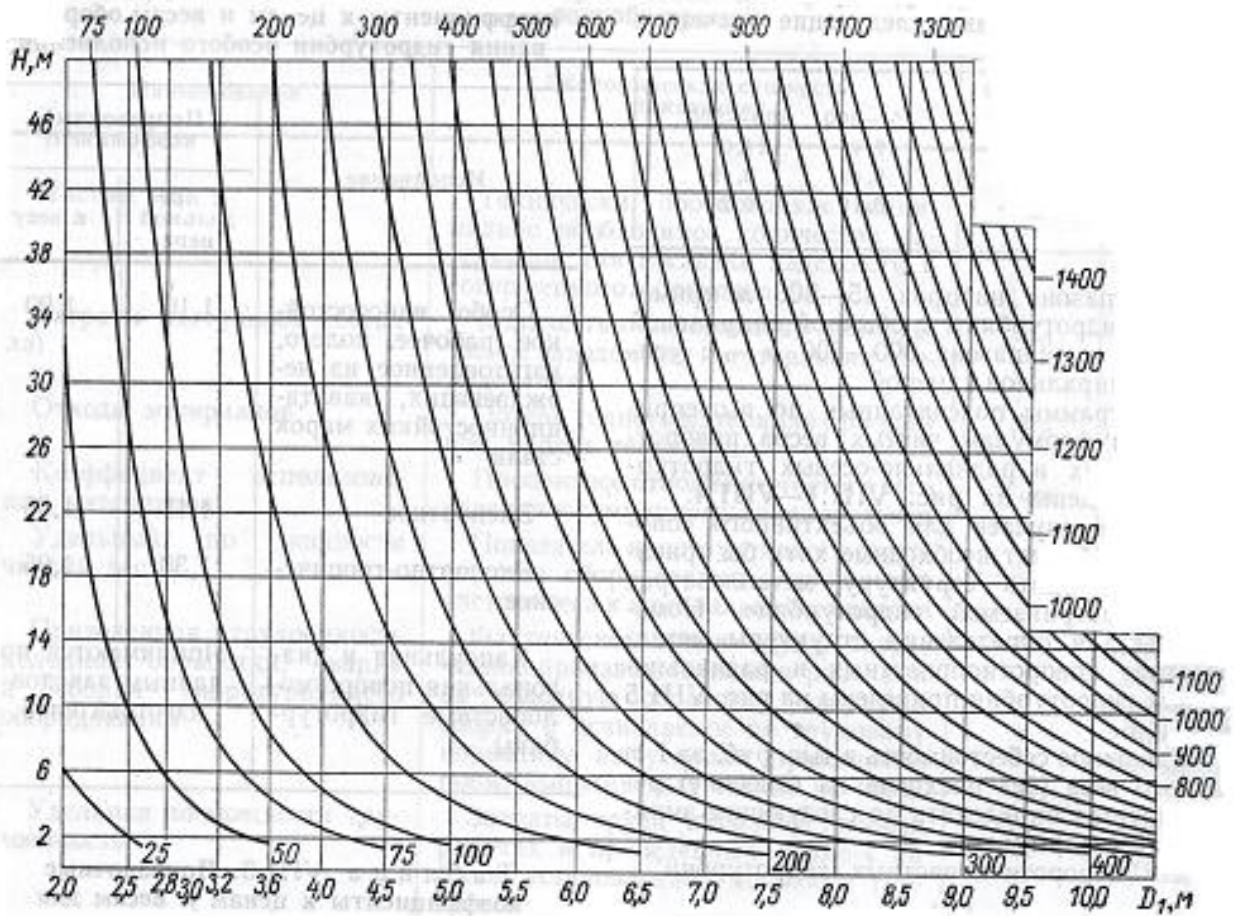


Рисунок Б.1 – Номограма для визначення чистої ваги поворотноголопатевої турбін ПЛ 10 - ПЛ 40: $G = 2,88D^{2,1}H^{0,4}$

Чиста вага, т

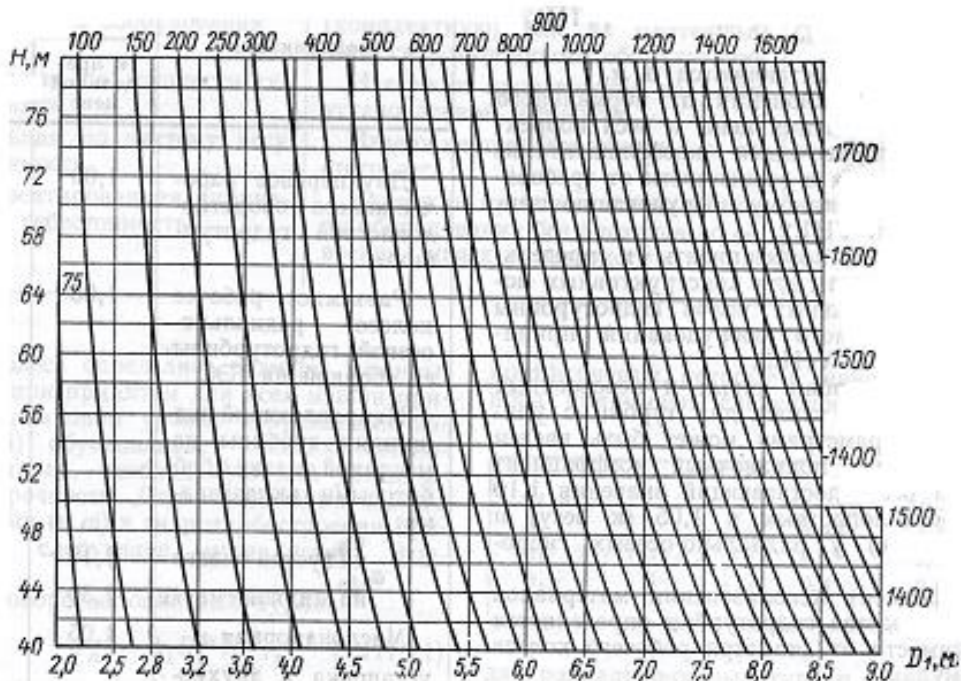


Рисунок Б.2 – Номограма для визначення чистої ваги поворотлопатевих турбін ПЛ 50-ПЛ 80: $G = 1,435D^{2,1}H^{0,6}$

Чиста вага, т

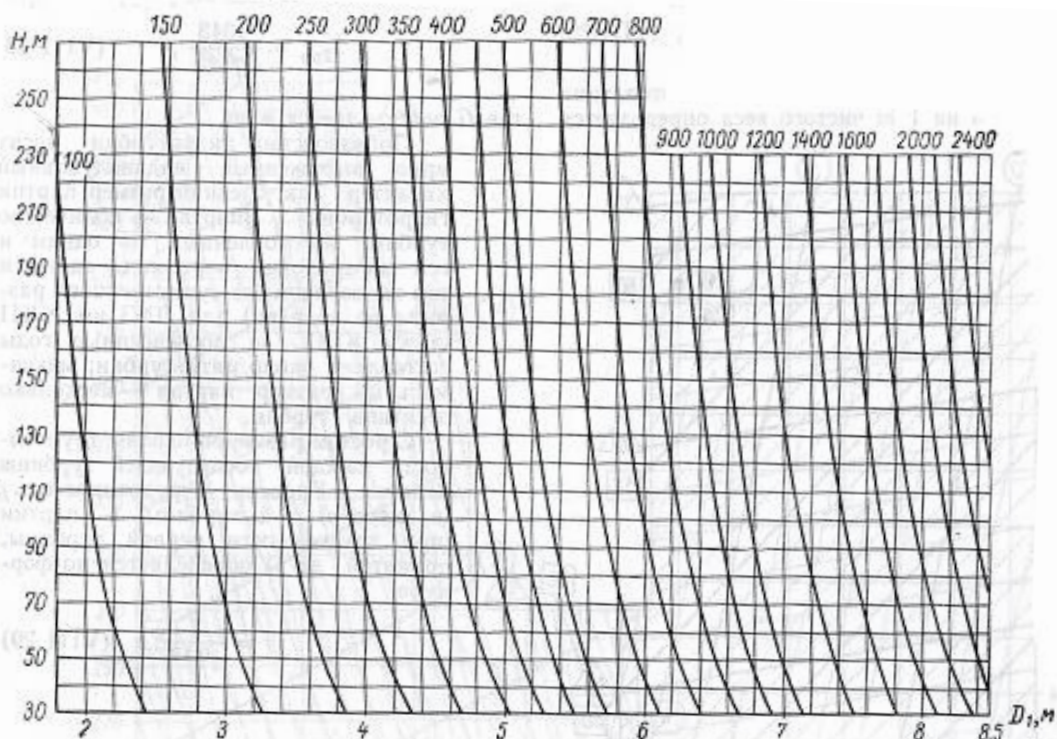


Рисунок Б.3 – Номограма для визначення чистої ваги радіально-осьових турбін РО 45 – РО 270 із звичайною спіральною камерою: $G = 17,4 e^{0,49D^1}H^{0,16}$

Чиста вага, т

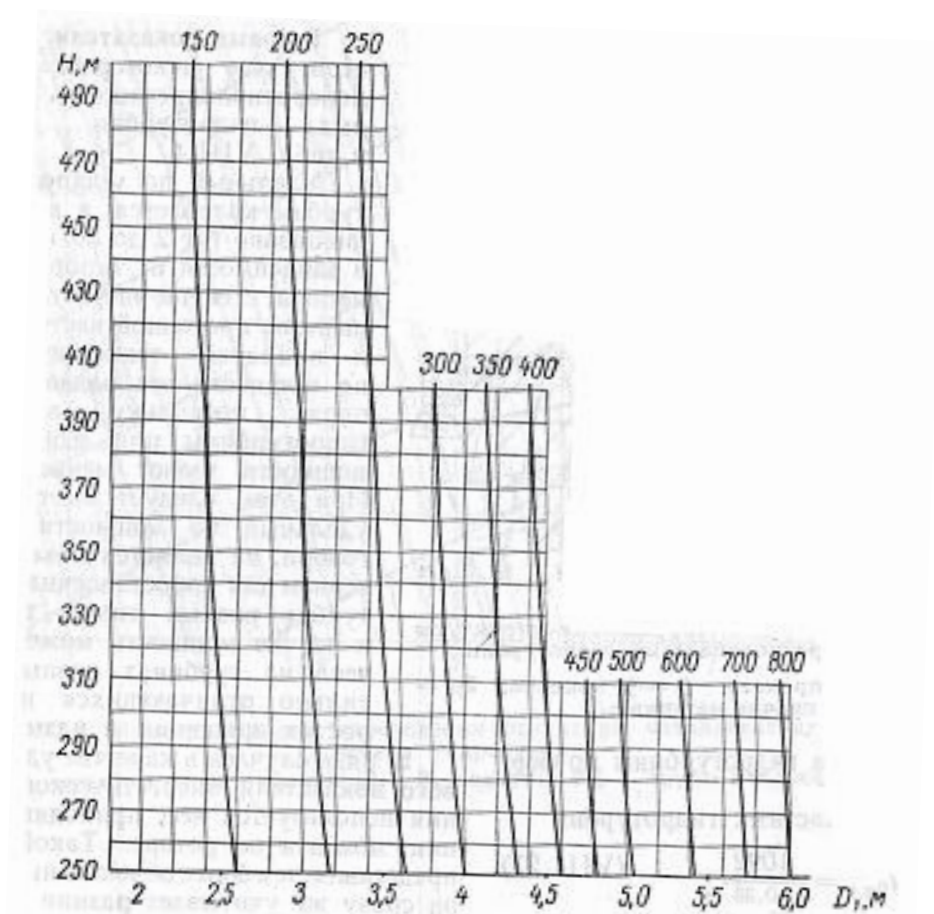


Рисунок Б.4 – Номограма для визначення чистої ваги радіально-осьових турбін РО 310 – РО 500 з підсиленою спіральною камерою: $G = 14,0 e^{0,49D} H^{0,2}$

ДОДАТОК В

Довідкові дані для визначення розмірів спіральних турбінних камер

Таблиця В.1 – Розміри спіральних турбінних камер з $D_1 = 1,0$ м

Кути φ_i	Бетонні камери			Металеві камери		
	Розміри перерізу	ПЛ 10	ПЛ 20 ПЛ 30	Розміри перерізу	РО 45	РО 75
		$\varphi_0 = 180^\circ$	$\varphi_0 = 210^\circ$		$\varphi_0 = 345^\circ$	$\varphi_0 = 345^\circ$
345°	–	–	–	R/D ₁	2,17	2,08
	–	–	–	ρ/D_1	0,70	0,65
270°	–	–	–	R/D ₁	2,08	2,01
	–	–	–	ρ/D_1	0,65	0,615
225°	–	–	–	R/D ₁	1,98	1,91
	–	–	–	ρ/D_1	0,60	0,565
210°	–	–	1,65	R/D ₁	1,86	1,81
	–	–	0,97	ρ/D_1	0,54	0,515
180°	R/D ₁	1,66	1,54	R/D ₁	1,73	1,69
	b^I/D_1	0,92	0,70	ρ/D_1	0,475	0,455
135°	R/D ₁	1,50	1,38	–	–	–
	b^I/D_1	0,61	0,45	–	–	–
90°	R/D ₁	1,33	1,19	R/D ₁	1,59	1,56
	b^I/D_1	0,34	0,25	ρ/D_1	0,405	0,39
45°	R/D ₁	1,11	0,95	R/D ₁	1,43	1,39
	b^I/D_1	0,16	0,11	ρ/D_1	0,325	0,305
0°	R/D ₁	0,69	0,69	R/D ₁	0,69	0,69

ДОДАТОК Г

Довідкові дані для визначення розмірів відсмоктувальних труб

Таблиця Г.1 – Основні параметри та розміри відсмоктувальних труб для $D_1 = 1,0$ м

Параметри	Типи турбін		
	ПЛ 10, ПЛ 15	ПЛ 20, ПЛ 30	РО 45, РО 75
h/D_1	2,5	2,3	2,5
L_B/D_1	4,5	4,5	4,5
L_1/D_1	1,6	1,5	1,75
D_4/D_1	1,23	1,17	1,35
h_4/D_1	1,23	1,17	1,35
h_5/D_1	1,20	1,20	1,31
h_6/D_1	0,62	0,58	0,67
a/D_1	0,446	0,42	0,487
a_1/D_1	1,35	1,275	1,476
a_2/D_1	0,1	0,095	0,107
R_6/D_1	1,06	1,0	1,16
R_7/D_1	0,745	0,7	0,815
R_8/D_1	0,85	0,677	0,782
B_5/D_1	2,5	2,38	2,74

ДОДАТОК Д

Довідкові дані для визначення розмірів вертикальних гідрогенераторів

Таблиця Д.1 – Основні параметри та розміри вертикальних гідрогенераторів

Елемент конструкції	Параметр	Позначення	Тип генератора	
			підвісний	парасольчатий
1	2	3	4	5
Статор	Діаметр розточки статора	D_i	Визначається шляхом розрахунку, але $D_i \geq D_{III} + 0,6$, м	Визначається шляхом розрахунку, але $D_i \geq D_{III} + 0,2$, м. Для роторів, які монтуються у кратері $D_i \geq D_{III} + 2,0$, м
	Висота активної сталі	l_t	$l_t < 2,5$, м	$l_t < 2,5$, м
	Діаметр по корпусу	D_1	при $n \leq 250$ об./хв $D_1 = (1,15 + 0,0008n) D_i$; при $n > 250$ об./хв $D_1 = (1,05 + 0,0017n) D_i$	при $n \geq 100$ об./хв $D_1 = (1,05 + 0,0017n) D_i$; при $n < 100$ об./хв $D_1 = (1,05 + 0,002n) D_i$
	Висота корпусу	h_1	$h_1 = (1,7 \div 1,9) l_t$	$h_1 = (1,7 \div 1,9) l_t$
	Діаметр по повітроохолоджувачу	D_6	$D_6 = D_1 + 2(0,3 \div 0,4)$, м	$D_6 = D_1 + 2(0,3 \div 0,4)$, м
	Висота повітроохолоджувача	h_6	$h_6 \approx l_t$	$h_6 \approx l_t$
Ротор	Висота	h_3	$h_3 = l_t + (0,5 \div 0,8)$, м	$h_3 = l_t + (0,5 \div 0,8)$, м
	Діаметр	D_3	$D_3 \approx D_i$	$D_3 \approx D_i$

Продовження таблиці Д.1

1	2	3	4	5
Верхня хрестовина	Висота	h_4	$h_4 = (0,2 \div 0,25)D_i$	$h_4 = (0,1 \div 0,12)D_i \geq 0,4, \text{ м}$
	Діаметр променів	D_4	$D_4 = D_1$	$D_4 = D_1$
Підп'ятник	Висота	h_7	$h_7 = (0,2 \div 0,25)D_i$	$h_7 = (0,15 \div 0,2)D_i$
	Діаметр ванни	D_7	$D_7 = (0,4 \div 0,5)D_i$	$D_7 = (0,4 \div 0,5)D_i$
Нижня хрестовина	Висота	h_5	$h_5 = (0,1 \div 0,12)D_{III}$	–
	Діаметр променів	D_5	$D_5 = D_{III} + (0,3 \div 0,5), \text{ м}$	–
Надбудова	Висота	h_8	$h_8 = (0,3 \div 0,5), \text{ м}$	$h_8 = (0,3 \div 0,5), \text{ м}$
	Діаметр	D_8	$D_8 = (0,2 \div 0,25)D_i$	$D_8 = (0,2 \div 0,25)D_i$
Мастилоприймач, для ПЛ турбін	Висота	h_9	$h_9 = 1,5 \div 1,8, \text{ м}$	$h_9 = 1,5 \div 1,8, \text{ м}$
		D_9	$D_9 = (0,35 \div 0,40)D_i$	$D_9 = (0,35 \div 0,40)D_i$
Кратер генератора	Діаметр	D_2	$D_2 = D_6 + 2(0,4 \div 0,5), \text{ м}$	$D_2 = D_6 + 2(0,4 \div 0,5), \text{ м}$
	Висота повітряного каналу над статором	h_2	$h_2 \leq h_4, h_2 \geq 0,3 \text{ м}$	$h_2 \leq h_4, h_2 \geq 0,3, \text{ м}$
	Висота повітряного каналу під статором	h_{13}	$h_{13} \geq 0,8, \text{ м}$	$h_{13} \geq 0,8, \text{ м}$
	Висота зазору між ротором і гальмуючими колодками	h_{11}	$h_{11} = 0,01, \text{ м}$	$h_{11} = 0,01, \text{ м}$
	Висота гальмуючих колодок	h_{12}	$h_{12} = 0,3, \text{ м}$	$h_{12} = 0,3, \text{ м}$
	Габарит проходу	h_{10}	$h_{10} = 1,9 \div 2,0, \text{ м}$	$h_{10} = 1,9 \div 2,0, \text{ м}$

ДОДАТОК Е

Довідкові дані для визначення параметрів трифазних трансформаторів

Таблиця Е.1 – Основні параметри та розміри трифазних трансформаторів

Потужність, S_T , кВА	Маркування трансформатора	Основні розміри, м			Повна вага, т	Ширина поперечної колії $I_{ПК}$, мм
		l	b	h		
Напруга $U = 110$ кВ						
20 000	ТДГ-20000/110	5,60	4,45	5,48	59,6	1 524
25 000	ТДГ-25000/110	7,40	4,60	6,40	78	1 524
31 500	ТДГ-31500/110	6,45	4,60	6,06	72	1 524
40 500	ТДГ-40500/110	6,90	4,70	6,60	88	2 000
45 000	ТДГ-45000/110	7,0	5,0	6,40	90	2 000
60 000	ТДГ-60000/110	7,5	5,0	7,3	110	2 000
63 000	ТДГ-63000/110	8,3	4,4	6,5	107	2 000
70 000	ТДГ-70000/110	8,5	5,0	7,5	115	2 000
75 000	ТДГ-75000/110	7,9	5,5	7,4	126	2 000
Напруга $U = 220$ кВ						
20 000	ТДГ-20000/220	9,5	5,5	7,9	133	2 500
25 000	ТДГ-25000/220	10,1	5,1	8,4	114	2 500
32 000	ТДГ-32000/220	11,6	5,7	7,6	145	3 000
40 000	ТДГ-40000/220	11,1	5,4	7,5	170	3000
63 000	ТДГ-63000/220	8,0	5,6	8,6	145	3000
90 000	АТТДГ-90000/220	12,1	8,2	7,6	160	3 000
120 000	ТДГ-120000/220	13,3	7,5	7,8	250	2×1 524
125 000	ТДГ-125000/220	9,7	5,7	7,6	182	2×2 000
180 000	ТДГ-180000/220	10,2	6,7	7,3	245	2×2 000
200 000	ТДГ-200000/220	7,8	4,2	7,4	203	2×2 000

Примітка. Літери марки трансформаторів означають:

- Т – трифазний;
- Д – масляне охолодження із вдувом;
- Ц – із циркуляцією масла;
- Г – грозозахисний;
- Н – під навантаженням.

ДОДАТОК Ж

Довідкові дані для визначення параметрів мостових і козлових кранів

Таблиця Ж.1 – Основні параметри мостових і козлових кранів

№ з/п	Вантажо- підйомність, т гол. гак доп. гак	Розміри, м						
		L _к	H	H _т	h	A ₁	A ₃	L _т
1	50/10	10-34	3,7	1,8	0,4	3,3	0,3	5,25
2	75/20	10-34	3,7	1,8	1,3	4,5	0,4	4,5
3	100/20	10-34	4,0	2,0	1,5	4,75	0,4	4,75
4	125/20	10-34	4,0	2,0	1,3	4,75	0,4	4,75
5	150/30	10-34	4,8	2,4	1,2	5,25	0,5	5,25
6	200/30	10-34	4,8	2,4	1,5	5,25	0,5	5,25
7	250/30	10-34	5,2	2,6	1,5	5,5	0,5	5,5
8	300/30	9,5-33,5	5,9	2,9	2,25	5,5	0,5	5,5
9	350/40	9,5-33,5	5,9	2,9	2,25	6,7	0,5	6,7
10	400/40	15,5-33,5	5,9	2,9	2,25	6,7	0,5	6,7
11	450/50	15,5-33,5	8,0	4,0	2,25	7,25	0,5	7,25
12	500/50	15,5-33,5	8,0	4,0	2,25	7,25	0,5	7,25

Електронне навчальне видання

Методичні рекомендації
до проведення практичних занять та організації індивідуальної роботи
щодо виконання розрахунково-графічного завдання
«Проектування пригребельної гідроелектростанції»
з навчальної дисципліни

**«СУЧАСНІ МЕТОДИ ПРОЄКТУВАННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ
ТА НАСОСНИХ СТАНЦІЙ»**

*(для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної форми
навчання зі спеціальності 194 – Гідротехнічне будівництво, водна інженерія
та водні технології)*

Укладач **МОЗГОВИЙ** Андрій Олексійович

Відповідальний за випуск *В. А. Александрович*
За авторською редакцією
Комп'ютерне верстання *А. О. Мозговий*

План 2025, поз. 19М

Підп. до друку 20.01.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 6,6.

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська (Маршала Бажанова), 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.