ТОО «АСПМК-519»

Строительство ГЭС-3 на реке Кора

Проект

Общая пояснительная записка

Том 2

Откорректирован по замечаниям экспертизы

№005-2021-ОПЗ

Генеральный директор **А.В. Сычев**

Главный инженер проекта **А.В. Цой**

Алматы 2021 г.

Оглавление

1. РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА 7

2. ПАСПОРТ ГЭС 9

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ГЭС 14

4. ВВЕДЕНИЕ 15

5. МАРКЕТИНГОВЫЙ РАЗДЕЛ 17

5.1. Существующее состояние генерирующих мощностей Талдыкорганского региона 17
5.2. Прогнозируемое состояние электроэнергетического рынка Талдыкорганского региона 17
5.3. Вовлечение проектируемой ГЭС на реке Кора в энергоузел Талдыкорганского региона 19

6. ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГЭС 21

6.1. Обоснование площадки строительства 21
6.2. Природные условия 22
6.3. Определение параметров ГЭС. Водно-энергетические расчеты 63

7. ТИПЫ И КОМПОНОВКА ОСНОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ ГЭС 68

7.1. Основные положения проектирования и исходные данные 68
7.2. Выбор типа, компоновки и конструкции основных сооружений ГЭС 68
7.3. Генеральный план объекта 69
7.4. Основные сооружения ГЭС 70

8. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ 96

8.1. Основные положения 96
8.2. Исходные данные 96
8.3. Гидротурбинное оборудование 100
8.4. Система регулирования и автоматизированного управления гидроагрегатом 106
8.5. Расчет гарантий регулирования 107
8.6. Клапан холостого водовыпуска 109
8.7. Предтурбинный затвор 109
8.8. Гидрогенератор 110
8.9. Кран машинного зала 113
8.10. Перечень гидросилового оборудования 113
8.11. Вспомогательное оборудование 114
8.12. Механическое оборудование и его назначение 115

9. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА 123

9.1. Главная схема электрических соединений 123
9.2. Основное электротехническое оборудование 128
9.3. Релейная защита 129
9.4. Автоматизация 132
9.5. Собственные нужды 141
9.6. Компоновка электротехнических устройств 143
9.7. Электроосвещение 145
9.8. Заземление 145
9.9. Защита от перенапряжений 146

10. СЛАБОТОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА 149

10.1. Система видеонаблюдения 149
10.2. Связь 149
10.3. Автоматическая пожарная сигнализация 158
10.4. Охранная сигнализация 158

11. УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ, ОРГАНИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ И ОХРАНЫ ТРУДА 160

11.1. Организационная структура управления 160
11.2. Расчёт численности промышленно-производственного персонала 161
11.3. Распределение промышленно-производственного персонала 161
11.4. Организация эксплуатации электротехнического оборудования 162
11.5. Организация эксплуатации механического и гидросилового оборудования 163
11.6. Эксплуатация гидротехнических сооружений 163
11.7. Перечень технической документации, необходимой для эксплуатации ГЭС 164
11.8. Организация рабочих мест инженерно-технических работников и оперативного персонала 165
11.9. Организация ремонтов 167
11.10. Организация эксплуатации в пусковой период 170

12. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА 172

12.1. Строительно-хозяйственные условия строительства 172
12.2. Краткая характеристика сооружений гидроузла и объемы работ 172
12.3. Стройгенплан, транспортные и инженерные коммуникации 174
12.4. Подъездные транспортные коммуникации 177
12.5. Перевозка тяжеловесных и негабаритных грузов 178
12.6. Сроки строительства, заделы по годам и календарный план 178
12.7. Схемы возведения основных сооружений гэс 181
12.8. Финансирование строительства и потребные ресурсы 182
12.9. инструментальный контроль строительства 185
12.10. Производство работ 187
12.11. Охрана труда и техника безопасности при производстве работ 189
12.12. Охрана труда и техника безопасности при электроснабжении 192
12.13. Охрана окружающей среды 192
12.14. Перечень нормативной документации 193

13. ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ, СИСТЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ 194

13.1. Водоснабжение и канализация 194
13.2. Отопление и вентиляция 202
13.3. Противопожарные мероприятия 206

14. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СООРУЖЕНИЙ ГЭС 208

14.1. Общие положения 208
14.2. Основные технические решения 208
14.3. Состав и размещение элементов системы 209
14.4. Автоматическая система сбора данных 212

15. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА 213

15.1. Состав инженерно-технических мероприятий 213
15.2. Защита эксплуатационного персонала ГЭС при угрозе радиационного загрязнения района 213
15.3. Светомаскировка 214
15.4. Системы жизнеобеспечения ПРУ и пункта управления ГЭС 215
15.5. Выводы 217

16. ИНЖЕНЕРНАЯ ЗАЩИТА ТЕРРИТОРИИ 219

17. ДЕКЛАРАЦИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ 224

18. СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И АНТИТЕРРОРИСТИЧЕСКОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ ДЛЯ ОСОБО ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ, БОЛЬШЕПРОЛЕТНЫХ СООРУЖЕНИЙ И ВЫСОТНЫХ ЗДАНИЙ, ИХ КОМПЛЕКСОВ. 230

19. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 231

19.1. Оценка экономической и социальной эффективности проекта.....231
19.2. Финансово-экономический анализ.....232
19.3. Технико-экономические показатели.....243

ПРИЛОЖЕНИЯ 244

СОСТАВ ПРОЕКТА

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	005-2021- П	Паспорт проекта	
2	005-2021- ОПЗ	Общая пояснительная записка	
3	005-2021-ГП	Альбом чертежи комплект ГП «Генеральный план».	
4	005-2021-ГР	Альбом чертежи комплект ГР «Гидротехнические решения».	
5	005-2021-АС	Альбом чертежи комплект АС «Архитектурно-строительные».	
6	005-2021-ИС (ВК, НВК, ОВ)	Комплект инженерные сети: ВК и НВК «Водопровод и канализация», ОВ «Отопление и вентиляция»	
7	005-2021-ТХ	Альбом чертежи комплект: ТХ «Технологические решения»,	
8	005-2021-ПОС	Комплект ПОС «Проект организации строительства»	
9	005-2021-Топо	Отчет о инженерно- геодезических изысканиях	
10	005-2021-Гео	Отчет о инженерно-геологических изысканиях	
11	005-2021-Гидро	Отчёт о результатах инженерно-гидрологических изысканий	
12	005-2021- Арх.	Отчёт об археологических исследованиях	
13	005-2021-ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)	
14	005-2021-МК	Проект установки и монтажа мостового крана	
15	005-2021-РПУ	Проект работ в подземных условиях	
16	005-2021-БВР	Проект на взрывные работы	
17	005-2021-РРС	Рыбопропускное и рыбозащитное сооружения	
18	005-2021-ЭП	Эскизный проект	
19	005-2021- ОЗ	Отвод земли, Согласования проекта	
20	005-2021-КС	Сводная ведомость потребности основных строительных материалов, изделий, конструкций и оборудования с учётом казахстанского содержания.	
21	005-2021-С	Сметная документация.	
22	005-2021-ГОиЧС	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций	
23	005-2021-АСМ	Автоматизированная система мониторинга	
24	005-2021-ЭР	Электротехнический раздел	
25	005-2021-АТХ	Автоматизация технологических процессов. Автоматизация затворров	
26	005-2021-СС	Средства связи	
27	005-2021-АПС	Автоматическая пожарная сигнализация	

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
28	005-2021-ОС	Охранная сигнализация	

Проект разработан на основании Задания на проектирование в соответствии с государственными нормами, правилами и стандартами РК.

Главный инженер проекта  **Цой А.В.**

1. Резюме проекта

Наименование проекта	«Строительство ГЭС-3 на реке Кора»
Заявитель проекта	ТОО «Коринская ГЭС-2»
Основание для разработки проекта	Основанием для разработки являются: – Задание на разработку Проекта «Строительство ГЭС-3 на реке Кора» (Приложение 1); – Договор №63/18-2 от «15» июня 2018 года. В редакции Дополнительного соглашения №2 от «4» февраля 2020 года.
Цель проекта	– Создание источника электроэнергии для поставки в дефицитную энергосистему Талдыкорганского региона Алматинской области (Южная зона РК) электрической мощности и энергии.
Задачи проекта	– Выбор, компоновка и разработка основных сооружений ГЭС; – Определение энергетических параметров ГЭС; – Подбор основного и вспомогательного оборудования ГЭС; – Рекомендации по организации строительства ГЭС; – Рекомендации по организации эксплуатации ГЭС.
Место реализации проекта	Строительство ГЭС планируется осуществить на территории Ескельдинского района Алматинской области, Республики Казахстан в 233 км (по прямой) на северо-восток от г. Алматы, 50 км к юго-востоку от г.Талдыкорган – административного центра Алматинской области. Площадка проекта: 50 км на юго-восток от г. Талдыкорган.
Общая стоимость проекта	Общая стоимость проекта – 10 227,72 млн. тенге, включая НДС
Масштаб проекта	Проект имеет местный масштаб. ГЭС-3 на р. Кора установленной мощностью 26 МВт и средней многолетней выработкой электроэнергии 95,6 ГВтч предназначена для работы в базовой части графиков электрических нагрузок Талдыкорганского региона Алматинской области Республики Казахстан.
Компоновка проекта	ГЭС-3 на р.Кора – деривационного типа. Трасса напорной деривации длиной 2,77 км начинается с перегораживающего сооружения (плотины) и заканчивается зданием станции с отводящим каналом. Весь комплекс сооружений располагается в Ескельдинском районе. <u>В состав основных сооружений входят:</u> 1) <u>Головной узел в составе:</u> – перегораживающее сооружение (плотина) высотой 15,7 м; – водохранилище; – строительно-эксплуатационный водосброс длиной 103,2 м; – глубинный водосброс длиной 35,3м; – водозаборное сооружение (с рыбозащитным устройством); – отстойник однокамерный длиной 106,2 м; – напорный бассейн с водоприемником и промывным каналом; – рыбопропускное сооружение; 2) <u>Водоподводящий тракт в составе:</u> – напорный водовод длиной 2750,0 м (в том числе туннельный участок длиной 200,0 м);

- развилка из трех металлических труб;

3) Станционный узел в составе:

- здание станции на установку трех (2+1) агрегатов с сопрягающим участком;
- отводящий канал длиной 158,9 м.

Основные выгодополучатели: Основными выгодополучателями при реализации проекта являются Республика Казахстан и ТОО «Коринская ГЭС-2».

Предполагаемые источники финансирования: Предполагаемым источником финансирования являются собственные средства Заказчика.

Период реализации проекта: Период реализации проекта – 36 месяцев (2021, 2022, 2023 годы)

Ожидаемые результаты: Реализация проекта с вводом ГЭС-3 на р.Кора к 2023 году позволит уменьшить дефицит энергии в Талдыкорганском регионе Алматинской области (95,62 ГВтч.), снизить выбросы парниковых газов.

В таблице 1.1 даны технико-экономические и финансовые показатели ГЭС.

Таблица 1.1 - Основные технико-экономические показатели

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели
1	Установленная мощность ГЭС	МВт	26,0
2	Гарантированная мощность	МВт	2,9
3	Среднемноголетняя выработка электроэнергии	ГВтч	95,6
4	Расчетный напор ГЭС	м	127
5	Расчетный расход ГЭС	$м^3/с$	22,8
6	Число гидроагрегатов	шт.	3 (2х10,75 МВт + 1х4,5 МВт)
7	Общая численность персонала	чел.	21
8	Общая стоимость строительства, в т.ч.:	млн. тенге	10 227,72
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	6 229,93
	оборудование	млн. тенге	1 944,73
	прочие затраты	млн. тенге	2 053,06

2. Паспорт ГЭС

ГЭС-3 на реке Кора - деривационного типа, с созданием напорного фронта напорным деривационным трактом длиной 2,77 км, располагается на территории Ескельдинского районе Алматинской области.

Основные параметры и показатели гидроэлектростанции

	I. Общие данные		
1.	Наименование объекта		ГЭС-3 на реке Кора
2.	Местоположение объекта		Ескельдинский район Алматинской области, Республики Казахстан в 233 км (по прямой) на северо-восток от г. Алматы, 50 км к юго-востоку от г.Талдыкорган – административного центра Алматинской области. Площадка проекта: 50 км на юго-восток от г. Талдыкорган.
3.	Заказчик проекта		ТОО «Коринская ГЭС-2»
4.	Разработчик проекта		ТОО «АСПМК-519»
	II. Расчетные данные	**Ед. изм.**	
1.	Гидрологический режим		
	Площадь водосбора	км^2	484,0
	Среднемноголетний сток	млн. м^3	438,0
	Среднемноголетний расход воды	м^3/с	11,44
	Максимальный расчетный расход воды Р=3%	м^3/с	162,0
	Максимальный поверочный расход воды Р=0,5 %	м^3/с	230,0
	Максимальный наблюденный расход воды	м^3/с	252,0
2.	Наносы		
	Среднегодовой объем взвешенных наносов	тыс.т	98,0
	Среднемноголетняя мутность воды	кг/ м^3	0,22
	Удельный расход взвешенных наносов	кг/с	3,1
	Среднегодовой сток влекомых наносов	тыс.т	26,0
3.	Отметки уровней воды в районе водозаборного узла (ВБ):		
	Форсированный подпорный уровень (ФПУ)	м	1447,0
	Нормальный подпорный уровень (НПУ)	м	1445,0
4.	Уровни воды в нижнем бьефе (НБ)		
	При расчетном паводке	м	1296,94
	При поверочном расходе паводка	м	1297,51
	III. Энергетические параметры ГЭС	**Ед. изм.**	**Показатели**

1.	Установленная мощность	МВт	26,0
2.	Гарантированная мощность	МВт	2,9
3.	Среднемноголетняя выработка электроэнергии	ГВт.ч	95,6
4.	Число часов использования мощности	час.	3672
5.	Расчетный расход ГЭС	м³/с	22,8
6.	Расчетный напор ГЭС	м	127
	IV. Основные сооружения	**Ед. изм.**	
1.	**Перегораживающее сооружение (плотина)**		
	а) тип		бетонная, гравитационная
	б) максимальная строительная высота	м	15,7
	в) отметка гребня плотины	м	1448,7
	г) длина по гребню	м	84,47
	д) состав сооружений		центральная водосливная часть длиной 30,0 м, глухие части: левая длиной 15,75 м; правая длиной 38,72 м. верховая и низовая грани сооружения и основание выполняются из бетона класса В25, внутренняя часть – из бутобетона класса В25
2.	**Строительно-эксплуатационный водосброс (СЭВ)**		
	а) тип		Глубинный, предназначен для пропуска строительных и эксплуатационных расходов. Управление – с гребня плотины. Режим – устойчиво напорный в эксплуатационный период и напорно-безнапорный в строительный период и при опорожнении водохранилища.
	б) отметка порога	м	1438,63
	в) сечение (b x h)	м	2,5 x 2,2
	г) длина	м	103,2
	д) толщина обделки	м	Стены – 0,2; лоток – 0,3; перекрытие – 0,35
	е) затворы водосброса		Глубинные плоские, основной и аварийно-ремонтный, 2,5х2,2 м, управление с гребня плотины
3.	**Глубинный водосброс**		
	а) тип		Глубинный, предназначен для пропуска эксплуатационных расходов. Управление – с гребня плотины. Режим – устойчиво напорный в эксплуатационный период и напорно-безнапорный при опорожнении водохранилища.
	б) отметка порога	м	1438,63
	в) сечение (b x h)	м	2,5 x 2,2

	г) длина	м	35,3
	д) толщина обделки	м	Стены – 0,2; лоток – 0,3; перекрытие – 0,35
	е) затворы водосброса		Глубинные плоские, основной и аварийно-ремонтный, 2,5х2,2 м, управление с гребня плотины
4.	**Водозабор**		
	а) тип		Плотинный
	б) длина	м	7,5
	в) ширина пролета	м	3
5.	**Отстойник**		
	а) тип		С аванкамерой, с переливной стенкой в промывной канал, однокамерный, с донными промывниками
	б) длина	м	106,2
	в) ширина пролета	м	8
6.	**Напорный бассейн**		
	а) тип		водоприемник ГЭС
	б) длина	м	25,4
	в) ширина максимальная	м	7,6
	г) высота стенок	м	5,2
7.	**Промывной канал**		
	а) материал		Железобетон
	б) габариты (b x h)	м	2,0 x 1,8
	в) длина	м	22,2
8.	**Водоприемник**		
	а) тип		Башенный, с забором воды в напорный водовод
	б) Механическое оборудование водоприемника		2 сороудерживающие решетки, аварийно-ремонтный затвор
9.	**Напорный водовод**		
	а) материал		Стеклопластик/металл
	б) диаметр основного водовода	мм	2800
	в) кол-во ниток	шт	1
10.	**Туннельный участок напорного водовода**		
	а) тип		несущая ж/б обделка
	б) длина	м	200,0
	в) сечение (bxh)	м	3,0 x 3,0
	г) уклон		0,05
11.	**Развилка**		
	а) материал		металл
	б) кол-во ниток		1 / 3
	в) диаметр основного водовода /	мм	2800 / 2х1600+1х1000

	каждой нитки		
	г) длина каждой нитки		1600-2х23,3м; 1400-30,3м; 1000-12,0м
12.	**Здание станции**		
	а) тип		деривационный
	б) количество агрегатов	шт.	3 (2+1)
	в) габариты подземной части здания	м	24,25х49,4х8,25
	г) габариты машзала	м	15,1х49,4х11,03
13.	**Отводящий канал**		
	а) тип		прямоугольного сечения
	б) уклон		0.009
	в) ширина по дну	м	3,2
14.	**ОРУ-110/10 кВ**		
	а) тип		Открытое на напряжение 110 кВ
	б) площадь (длина х ширина)	м2	2400,0 (40,0 х 60,0м)
15.	**Класс сооружений**		III (Согласно Приложение Д. СП РК 3.04-101-2013 Гидротехнические сооружения. Д1. Плотина железобетонная, тип грунта Б, высота плотины от 10 до 25 (в нашем случае 15.7м) Д2. Гидротехнические сооружения гидравлических электростанций, установленной мощностью от 10 до 300 МВт, в нашем случае 26МВт. Д4. Характеристика территории распространения ЧС, возникшей в результате аварии ГТС – в пределах территории одного района)
16.	**Уровень ответственности объекта**		Технически сложный объект II (повышенного) уровня ответственности На основании Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165. Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам Глава 2. Пункт 9. Подпункт 1) – производственные здания и сооружения с пролетом 100 м (метров) и более и высотой 50 м (метров) и более, и (или) с кранами грузоподъемностью 32 т (тонн) и более. Уровень ответственности

			принимается – **технически сложный I (повышенного) уровня ответственности**
	V. Гидросиловое и прочее оборудование		
1.	**Гидротурбины**	**Ед. изм.**	
	а) тип		Горизонтальная радиально-осевая
	б) модель		«Global Hydro Energy»
	в) количество	шт.	3 (2+1)
	г) максимальный / минимальный / расчетный напор	м	147 / 127 / 127
	д) расчетный расход	м³/с	22,8
	е) номинальная выдаваемая мощность	кВт	30300
	ж) номинальное число оборотов	об/мин	600 – для больших, 750 – для малого
	з) разгонное число оборотов	об/мин	1134 – для больших, 1403 – для малого
	и) высота отсасывания	м	-1,9 – для больших, 0,0 – для малого
2.	**Гидрогенераторы**	**Ед. изм.**	
	а) тип		синхронный вертикальный
	б) модель		
	в) количество	шт.	3 (2+1)
	г) расчетная мощность	кВт	26000
	д) коэффициент мощности		0,80
	е) номинальное напряжение	В	10500
	VI. Расход основных строительных материалов	**Ед. изм.**	
	а) металлоконструкции и оборудование, в т.ч.:	т	731,55
	гидромеханическое оборудование	т	44,25
	подъемные механизмы	т	29,2
	гидротехнические металлоконструкции	т	391,1
	гидросиловое оборудование	т	267,0
	б) бетон и железобетон, всего, в т.ч.:	тыс.м³	35,14
	монолитный	тыс.м³	31,65
	сборный	тыс.м³	0,81
	подземный	тыс.м³	2,7
	VII. Отвод земель		
1.	Общая площадь земель, отводимых под строительство (временно)	га	21,75
	VIII. Общая стоимость строительства	млн. тенге	10 227,72

3. Энергетический паспорт ГЭС

Потребление энергетических ресурсов, в частности электрической энергии ГЭС складывается из потребления электрической энергии на собственные нужды и потери.

От системы собственных нужд запитываются: вспомогательное оборудование здания станции, гидромеханическое оборудование водопропускных и водосбросных сооружений, системы водоснабжения, пожаротушения, вентиляции, освещения и прочие потребители (таблица 9.3).

Установленная мощность всех потребителей собственных нужд ГЭС составляет 305 кВт.

При этом, число часов использования установленной мощности СН составляет не более 2000, со среднегодовым потреблением электроэнергии на собственные нужды – 610,0 тыс. кВт.ч. (1,1% от общей выработки ГЭС). Такой уровень потребления электроэнергии на собственные нужды подтверждаются фактическими затратами на собственные нужды в объектах аналогах – не более 1-2% от общего объема выработки ГЭС.

Таким образом, объем потребляемой электроэнергии на собственные нужды в среднем за год эквивалентен 211 тонн условного топлива в год.

Размер потребления энергетических ресурсов ГЭС не превышает 500 тонн условного топлива в год, приведенных в пп.1) п.3 «Требований по энергосбережению и повышению энергоэффективности, предъявляемых к предпроектным и (или) проектным документациям зданий, строений, сооружений», что является основанием не применять положения вышеуказанных требований по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

4. Введение

Строительство ГЭС-3 на р. Кора планируется осуществить на территории Ескельдинского района Алматинской области Республики Казахстан. (рис.4.1)

Алматинская область расположена на юго-востоке Республики Казахстан. Ее территория составляет 224 тыс.км^2 и население – 2059.2 тыс. человек (на начало 2020 г.). Талдыкорганский регион области включает территорию 118.5 тыс.км^2. Численность населения составляет 613.7 тыс.человек. Основные отрасли экономики региона – местная промышленность и сельское хозяйство. Основными направлениями сельского хозяйства являются растениеводство и животноводство. Специализация фермерских хозяйств в основном – животноводство, на орошаемых землях – овощеводство.

В связи с подъемом промышленного производства и улучшением качества жизни населения Республики Казахстан, наблюдается устойчивый рост потребления электроэнергии, составляющий по Южной зоне Республики Казахстан – 8.4%, в Алматинской области – 7.9%.

В Южной зоне Республики Казахстан, в связи с недостатком генерирующих мощностей, дефицит электроэнергии и мощности ощущается наиболее остро. Этот регион получает недостающую электрическую энергию и мощность из Северной зоны Казахстана и энергосистемы Центральной Азии. Причина дефицита электроэнергии заключается в отсутствии в регионе сколько-либо значительных месторождений первичных топливных ресурсов и высокой стоимости производства электроэнергии на Жамбылской ГРЭС, работающей на мазуте и газе. Даже после завершения строительства второй линии электропередачи 500 кВ «Север-Юг» вопрос покрытия графика нагрузки Южной зоны РК и поставки регулирующей мощности остается весьма актуальным. В то же время в Юго-Восточной зоне, в частности, в Талдыкорганском регионе Алматинской области, имеются значительные гидроэнергетические ресурсы, которые могут быть использованы для получения экологически чистой электроэнергии.

В настоящее время Талдыкорганский регион является дефицитным по электроснабжению: 32% годового потребления покрывается собственными источниками, а остальные 68% покрываются отдаленными внешними источниками, главным образом тепловыми станциями Северной энергетической зоны. В связи с этим использование гидроэнергоресурсов рек, протекающих в данном регионе, является весьма актуальным.

Река Кора (Карой, Караой) – правая составляющая р. Каратал берет начало на северо-западных склонах центрального хребта Джунгарского Алатау, вытянутого в широтном направлении почти на 450 км.

Река Кора (L = 69 км, F = 484 км^2) образуется от слияния ряда небольших речек, берущих начало из ледников.

Долина р.Коры от истоков до водозабора в Верхне-Каринский канал представляет собой ущелье, которое протянулось в широтном направлении с востока на запад. Последние 3-4 км река течет в широкой долине, в которой расположен г.Текели. Ниже сливаясь с р.Чиже образует р.Каратал. На всем протяжении р. Кора принимает множество притоков (около 227). Это полноводная река с высоким модулем стока-28.5 л/с·км^2.

Высотное падение р. Кора составляет более 3000 м, средний уклон русла 33 ‰, средний уклон водосбора 47,7 ‰.

Природно-климатические условия площадки можно охарактеризовать как благоприятные для сооружения гидроэлектростанций. Характеристика природных условий - география, топография, климат, гидрология, тектоника, сейсмические условия, инженерная геология – отражены в Отчетах по инженерным изысканиям, выполненных в рамках разработки настоящего проекта.

На основании выполненных проектных проработок выбран вариант деривационной ГЭС с напорной деривацией.

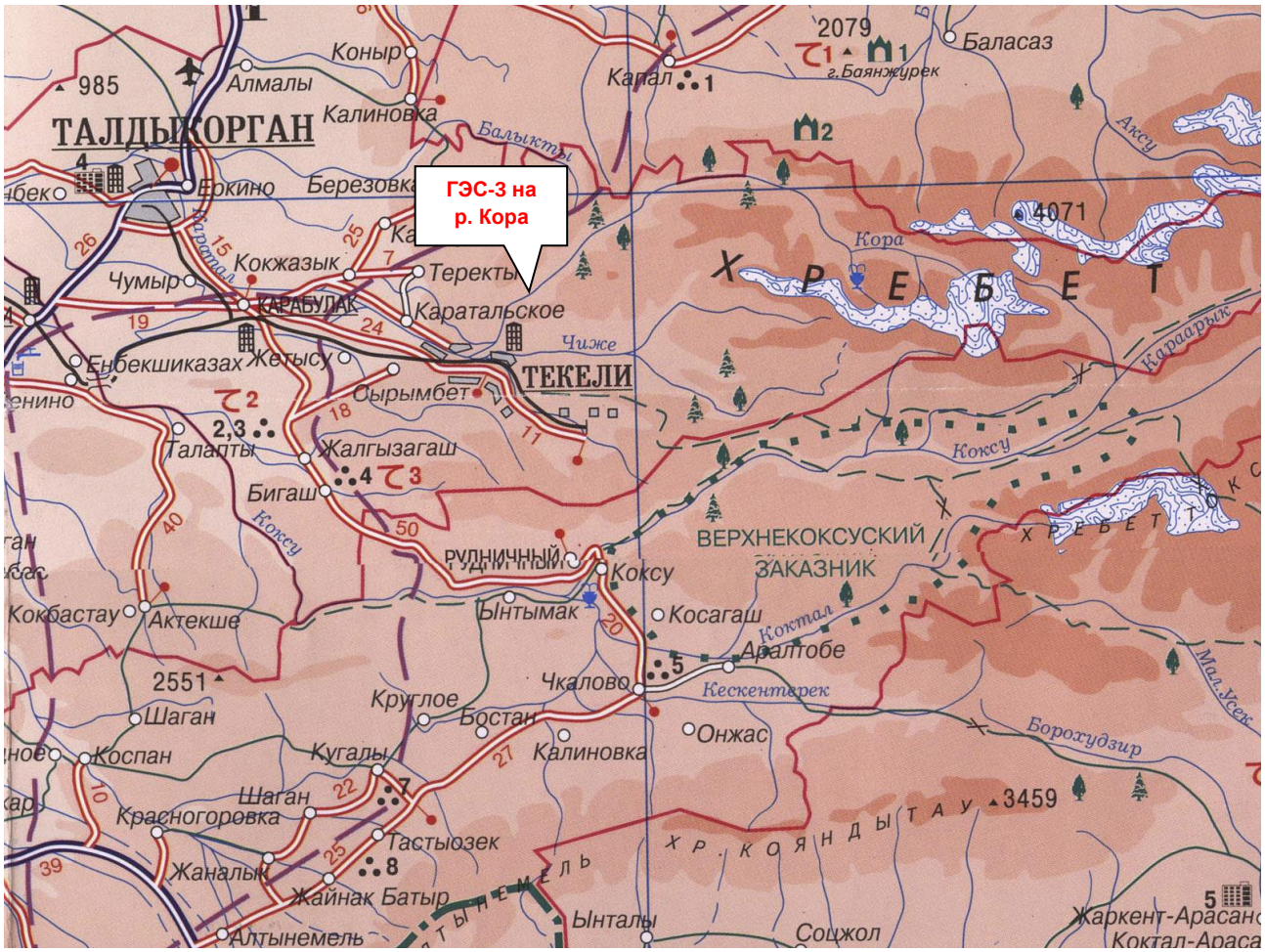


Рисунок 4.1 - Карта-схема

5. Маркетинговый раздел

5.1. Существующее состояние генерирующих мощностей Талдыкорганского региона

Талдыкорганский регион расположен на севере Алматинской области и входит в зону региональной электросетевой компании АО «ТАТЭК».

В настоящее время в Талдыкорганском энергоузле сложилась структура управления энергетикой по балансовой принадлежности:

- АО «KEGOC» - электрические сети напряжением 220кВ и выше и подстанции;
- АО «ТАТЭК» - электрические сети 10, 35, 110кВ и подстанции;
- ТОО «Текелийский энергокомплекс» - Каратальская ГЭС и Текелийская ТЭЦ-2;
- ТОО «Каскад Каратальских ГЭС» - Каратальская ГЭС-2, ГЭС-3 и ГЭС-4.
- ТОО «КараталТранзит» - электрические сети 110кВ: ВЛ-110кВ от ПС №152 до ПС №169, ВЛ-110кВ от ПС «169 до ПС КГЭС-4, ВЛ-110кВ от ПС КГЭС-4 до ПС №153, ВЛ-35кВ от ПС КГЭС-4 до ПС КГЭС-1, ВЛ-35кВ от ПС КГЭС-4 до ПС ТТЭЦ-2, ПС 110/10кВ №169, ПС 110/35/6кВ Каратальская ГЭС-4.

Талдыкорганский энергоузел имеет связь по электрическим сетям 110-220кВ с Алматинским энергоузлом по следующим линиям:

- ВЛ-110кВ ПС №122И (Шенгельды) – ПС №123И (Сарыбулак) – ПС №191Т (Кербулак) – ПС №107Т (Самен);
- ВЛ-110кВ №84 (Таскарасу) - №91Т (Айдарлы);
- ВЛ-220кВ Капчагайская ГЭС – ПС №126 (Сарыозек) – ПС №152 (Талдыкорган) две цепи.

В рассматриваемый район включены следующие подстанции 110кВ, питающиеся от опорных ПС 220кВ №152 и №126:

ПС №127 (Акбастау), ПС №128 (Кугалы), ПС №129 (Терсаккан), ПС №130 (Коксу), ПС №131 (Басши), ПС №132 (Коныролен), ПС №134 (Жаркент), ПС №91 (Айдарлы), ПС №133 (Коктал), ПС №143 (ЖАркент-2), ПС №144 (Хоргос), ПС №164 (Сухой порт), ПС №169 (Цемзавод), ПС №159 (Карабулак), ПС ТТЭЦ-2, ПС №153 (Текели).

В перспективе, в период с 2017 по 2025 годы, в рассматриваемом районе намечается ввод следующих гидроэлектростанций:

- Коринская ГЭС (28,5МВт);
- Коринская ГЭС-3 (26МВт);
- Коринская ГЭС-2 (26МВт);
- Рудничная ГЭС-1 (19МВт);
- Рудничная ГЭС-2 (23МВт);

Для выдачи мощности Коринских и Рудничных ГЭС для надежного электроснабжения потребителей восточного региона Талдыкорганского энергоузла, предусматривается сооружение второй цепи ВЛ-110кВ ПС Каратальская ГЭС-4 – ПС Рудничная ГЭС-2 и ВЛ-110кВ ПС Рудничная ГЭС-2 – ПС Жаркент-2.

5.2. Прогнозируемое состояние электроэнергетического рынка Талдыкорганского региона

Талдыкорганский регион испытывает недостаток в генерирующих мощностях и по прогнозу, учитывая динамику потребления и производства электроэнергии за последние годы в Талдыкорганском энергоузле и развитие промышленности в регионе, ожидается прирост потребления электроэнергии, не покрываемый соответствующим увеличением производства электроэнергии.

В отчетном 2015 году величина собственного максимума электрических нагрузок по рассматриваемому району составила 82,7МВт (зимний максимум) и 33,0 МВт (летний минимум), в 2016 году 84 МВт и 35 МВт соответственно.

В отчетные года, собственные электростанции обеспечивали 60-70% потребности Алматинской области в электроэнергии, при этом имеющийся дефицит электроэнергии покрывался от электростанций ЕЭС Казахстана.

Таблица 5.1 – Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций в Алматинской области

№	Наименование	2015г. отчет		2019г. прогноз		2024г. прогноз		2030г. прогноз	
		Руст	Ррасп	Руст	Ррасп	Руст	Ррасп	Руст	Ррасп
1	**Существующие электростанции с учетом реконструкции и расширения**	1600	1095	1510	1167	1436	1262	1613	1404
	В т.ч. Капчагайская ГЭС	364	175	364	175	364	287	364	287
2	**Новые электростанции**					33	33	33	33
	Кербулакская ГЭС на р.Или (Контррегулятор Капчагайской ГЭС)					33	33	33	33
	ИТОГО	**1600**	**1095**	**1510**	**1167**	**1469**	**1295**	**1646**	**1437**

Прогноз максимума электрических нагрузок в границах Талдыкорганского энергоузла и рассматриваемого района представлен ниже.

Таблица 5.2 – Прогноз максимума электрических нагрузок

Наименование	2015г. отчет	2019г. прогноз	2024г. прогноз	2030г. прогноз
АО «ТАТЭК», в том числе:	177	212	250	297
Рассматриваемый район	82,7	118	145	163

Установленная и располагаемая мощность электростанций рассматриваемого района по состоянию на текущее время составили – 53,1МВт и 28,6МВт соответственно и приведены с указанием причин разрывов ниже в таблице.

Таблица 5.3 – Установленная и располагаемая мощность электростанций рассматриваемого района.

Наименование	**Руст, МВт**	**Ррасп, МВт**	**Разрывы мощности**	**Причины разрывов**
Текелийская ТЭЦ-2	24,0	23,0	1,0	Недостаточное потребление тепла от турбоагрегатов

Талдыкорганиские ГЭС(региональные)	7,1	1,5	5,6	По водотоку
Каратальская ГЭС	10,1	1,9	8,2	По водотоку
Каратальская ГЭС-2	4,4	0,8	3,6	По водотоку
Каратальская ГЭС-3	4,4	0,8	3,6	По водотоку
Каратальская ГЭС-4	3,1	0,6	2,5	По водотоку
Всего по электростанциям рассматриваемого района	**53,1**	**28,6**	**24,5**	

Развитие электростанций намечается осуществить по следующим направлениям:
- техническое перевооружение и реконструкция существующего оборудования, достигшего предельных сроков наработки для продления паркового ресурса, увеличения располагаемой мощности и производства электроэнергии;
- вовлечение в баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии – малых ГЭС и ВЭС (ветроэлектростанции).

Талдыкорганский регион располагает запасами гидроэнергоресурсов в виде горных рек, где возможно строительство гидроэлектростанций. Имеется значительный потенциал ветровой энергии.

Ниже в таблице приведены установленная и располагаемая мощности электростанций рассматриваемого района на период до 2024 г. с учетом принятого развития.

Таблица 5.4 – Установленная и располагаемая мощность электростанций с учетом принятого развития.

Наименование	2015г. отчет		2019г. прогноз		2024г. прогноз	
	Руст МВт	Ррасп МВт	Руст МВт	Ррасп МВт	Руст МВт	Ррасп МВт
Существующие электростанции	**53,1**	**28,6**	**53,1**	**27,8**	**53,1**	**27,8**
Каратальская ГЭС	10,1	1,9	10,1	2,1	10,1	2,1
Каратальская ГЭС-2	4,4	0,8	4,4	0,9	4,4	0,9
Каратальская ГЭС-3	4,4	0,8	4,4	0,9	4,4	0,9
Каратальская ГЭС-4	3,1	0,6	3,1	0,4	3,1	0,4
Талдыкорганские ГЭС	8,4	2,8	7,1	1,5	7,1	1,5
Текелийская ТЭЦ-2	24,0	23,0	24,0	22,0	24,0	22,0
Новые электростанции			**161,8**	**23,07**	**161,8**	**23,07**
Коринская ГЭС			28,5	3,8	28,5	3,8
Коринская ГЭС-2			26,0	3,5	26,0	3,5
Коринская ГЭС-3			26,0	3,4	26,0	3,4
Рудничная ГЭС-1			19,0	2,94	19,0	2,94
Рудничная ГЭС-2			23,0	3,53	23,0	3,53
Чижинская ГЭС-2			25,8	3,9	25,8	3,9
ИТОГО	**53,1**	**28,6**	**201,4**	**48,87**	**201,4**	**48,87**

5.3. Вовлечение проектируемой ГЭС на реке Кора в энергоузел Талдыкорганского региона

Значительный дефицит электроэнергии в Талдыкорганском энергоузле, превышающий выработку проектируемой ГЭС, позволяет утверждать об объективной

возможности реализации всей производимой электроэнергии в Талдыкорганском энергоузле.

Выработка ГЭС полностью вписывается в потребление Талдыкорганского энергоузла, даже при отсутствии роста энергопотребления.

Следует отметить что, согласно внесенных изменений в Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» генерирующие объекты, использующие возобновляемые источники энергии могут осуществлять реализацию всего объема вырабатываемой электрической энергии вновь созданному расчетно-финансовому центру по фиксированным тарифам.

6. Обоснование параметров ГЭС

6.1. Обоснование площадки строительства

Река Кора вытекает с ледников Безсонова и Сапожникова Джунгарского Алатау на высоте около 2850 м. Основное питание реки – ледниковое, поэтому максимум расходов достигается к концу мая и паводок держится до конца июля. Расход в устье в это время достигает 50-70 м^3/с. Расход, начиная с середины апреля до середины сентября (межсезонье) значительно меньше и составляет 15-40 м^3/с и зависит от погодных условий. Питание реки за счет дождевых вод до 10 м^3/с в межсезонье и до 20 м^3/с летом.

По характеру рельефа река делится на три основных участка: участок – вытекающий прямо из-под ледников имеет протяженность около 25 км. Участки с деревьями встречаются только в самом конце, так же как и тропа. Среднее падение на этом отрезке около 28 м/км.

Средний участок – протяженность около 30 км, средний уклон не более 15 м/км. Зона – лесная, на всем протяжении есть тропы и лесная дорога, по которой можно уверенно передвигаться на вездеходах. На этом участке расположены пасеки №№ 4-10, встречаются мосты.

Нижний участок – от 4 пасеки до погранзаставы на окраине г. Текели. Протяженность – 14 км. Средний уклон – 30 м/км.

Последние 3-4 км река равнинная и течет в долине, в которой расположен г. Текели, сливаясь с р. Текели и р. Чиже образует р Каратал.

При выборе местоположения ГЭС рассматривались только варианты деривационной ГЭС, исходя из природных условий местности и уклонов реки, которые позволяют создание напоров для эффективной деривационной ГЭС. Кроме этого, деривационная ГЭС минимизирует затопление земель в верхнем бьефе.

В рамках проведенного рекогносцировочного обследования, рассмотрены возможные варианты размещения основных сооружений ГЭС.

Рассмотрены два створа расположения водозаборного узла ГЭС с перегораживающим сооружением:

- нижний – в 7,75 км от головного водозаборного узла ГЭС на реке Кора;
- верхний - в 7,87 км от головного водозаборного узла ГЭС на реке Кора.

Створы выбраны из условия создания максимального напора ГЭС при минимальной длине. Из этих же условий выбрана правобережная траса расположения напорного деривационного тракта ГЭС. Местоположение пристанционных площадок со зданиями станций ГЭС выбраны по топографическим и гидрологическим условиям и условиям оптимального размещения этих сооружений.

Выполненные проработки к выбору варианта показывают, что наиболее предпочтительным является нижний створ водозаборного узла, т.к. исходя из топографических условий значительно минимизируются площади затопления в верхнем бьефе. Здание станции расположено в 4,65 км от головного узла ГЭС на реке Кора.

При этом, на участке между водозаборным сооружением ГЭС и зданием станции существующие водопотребители отсутствуют.

Выбор площадки строительства не вызывает сомнений в ее обоснованности. Отвод земельных участков оформлен соответствующими Актами.

6.2. Природные условия

6.2.1. Инженерно-гидрологическое обоснование проекта

Участок строительства ГЭС-3 на р.Кора расположен в Алматинской области в Ескельдинском районе (районный центр г.Текели), вблизи г. Талдыкорган.

Строительство плотины ГЭС-3 на р.Кора, правобережного притока р.Каратал, намечается в верхнем течении реки, в 14 км от устья. В состав основных сооружений ГЭС-3 входят: водосливная бетонная плотина до 15.7 м с водозаборным узлом, подводящая напорная деривация длиной 2765 м, здание станции и отводящий канал длиной 159 м.

В 2014г. ТОО «ГИДРОГЕОЭК» по заданию ТОО «АСПМК-519» выполнено гидрологическое обоснование проекта строительства ГЭС на р.Кора, здание станции которой расположено в 3.2 км от устья, в 800 м ниже головы водозабора в Верхне-Коринский маги-стральный канал. Строительство ГЭС-3 на р.Кора является следующей ступенью использования гидроэнергетического потенциала верхнего течения р.Кора.

Гидрологическое обоснование проекта строительства ГЭС-3 на р.Кора выполнено по данным многолетних наблюдений Казгидромета на гидропосу г.Текели (по 2013г. включительно) и полевых изысканий 2014-2016, 2020 гг. На основании собранных данных опреде-лены параметры годового и максимального стока воды р.Кора с учетом последних лет наблюдений, сток наносов, химический состав воды, термический и зимний режимы.

Кривая зависимости расходов воды от уровней р.Кора в створе отводящего канала ГЭС-3 получена расчетным путем на основе результатов топографической съемки, выпол-ненной ТОО «Аникин Геодезия сервис» (г.Талдыкорган) в октябре 2020г.

Проработки к гидрологическому обоснованию проекта строительства ГЭС-3 на р.Кора выполнены в соответствии с требованиями нормативных документов.

6.2.2. Физико-географическая и климатическая характеристики

Орография и гидрография

Река Кора (Карой, Кара, Караой) – правая составляющая р. Каратал, берет начало на северо-западных склонах центрального хребта Джунгарского Алатау, вытянутого в широтном направлении почти на 450 км. Река Кора сливаясь с р.Чиже образует р.Каратал (рис.6.1)

Площадь бассейна р.Каратал составляет 19100 км2, из которой на долю равнинной территории приходится 37 %, на горную часть - 63%. Границами бассейна р.Каратал являются: с севера-озеро Балхаш, в которое впадает р.Каратал, с востока – пески Жаманжал, горы Ушколь, Кызылджар и граница Китая; с юга-отроги Джунгарского Алатау и ряд возвышенностей; с запада – горы Малайсары и пески Моинкум.

Горная часть бассейна, в основном, имеет характер крутых скал, изрезанных многочисленными саями, и в большей своей части покрытых растительным покровом, который на северных склонах, с высоты 2000 м представлен хвойными лесами.

Южная часть бассейна р.Каратал занята северными склонами Джунгарского Алатау, вытянутыми от китайской границы в юго-западном направлении до р.Или. Из него берут начало притоки р.Каратал.

Горный хребет Джунгарский Алатау является значительным по высоте хребтом Тянь-Шаньской горной системы, и в отдельных точках центральной части достигает отметки



Рис. 6.1. Гидрографическая схема бассейна р. Каратал

4800 м над уровнем моря. От Джунгарского Алатау отходит ряд значительных по длине горных отрогов, между которыми протекает р.Каратал с составляющими.

Центральный хребет Джунгарского Алатау несёт мощное современное оледенение. На северо-западном склоне хребта большинство ледников сосредоточено в бассейне р.Коксу (около 140 км2). Более 70 км2 занимает ледник в бассейне р.Кора и лишь несколько снежно-ледниковых образований находится в верховье рек Чиже и Коктал. Ледники могут служить источником формирования очагов катастрофических селевых потоков. Здесь сосредоточено огромное количество крупнообломочных грунтов, являющихся основным исходным материалом селеобразования. Толщи морен с погребенными льдами, внутриморенными водами и термокарстовыми формами играют существенную роль в образовании гляциальных селей.

Бассейны рек Кора и Чиже отличаются наибольшей заснеженностью в целом по региону, характеризуются наиболее мощными и активными лавинными процессами. По наблюдениям Казгидромета в 1965 - 1969гг. высотные пределы действия лавин в долине р.Кора от 1200 до 3100 м, объемы лавин могут составлять от 200 до 1 000 000 м3.

Бассейн р.Каратал сложен разнообразным комплексом пород, начиная от древних гнейсов и кристаллических сланцев и кончая современным аллювиальными и делювиальными образованиями.

Долина р.Каратал, ниже слияния рек Кора и Чиже, а также низовья рек Кора, Чиже, Текели и Коксу сложены преимущественно четвертичными отложениями, представленными галечниками и супесями аллювиальных террас. Мощность аллювия в низовьях рек достигает 40-50 м и более.

В верхней части течение р.Каратал имеет направление с востока на запад, после чего круто поворачивает и течет с юга на север, до впадения в озеро Балхаш.

Левая составляющая – р.Чиже, протекает с востока на запад, правая составляющая - р.Кора - с северо-востока на юго-запад.

На своем пути р.Каратал принимает следующие притоки: правобережные- рр. Теректы и Урта-Какчук, левобережные – р.Коксу и р.Биже. Помимо этих основных рек в Каратал, в его верхней, предгорной части, впадает ряд мелких, селевого значения саев, которые весной, в период таяния снегов и выпадения осадков, проносят довольно значительные расходы воды.

Ниже притока р.Биже, р.Каратал больше притоков не имеет и протекает по пустынным пескам Прибалхашья.

Река Кора (L = 69 км, F = 484 км2) образуется от слияния ряда небольших речек, берущих начало из ледников Тронова, Безсонова, Сапожникова и Алтынсарина (рис.6.2). На всем протяжении р.Кора принимает множество мелких притоков (около 227). Высотное падение р.Кора составляет 2400 м, средний уклон русла 33 ‰, средний уклон водосбора 477 ‰.

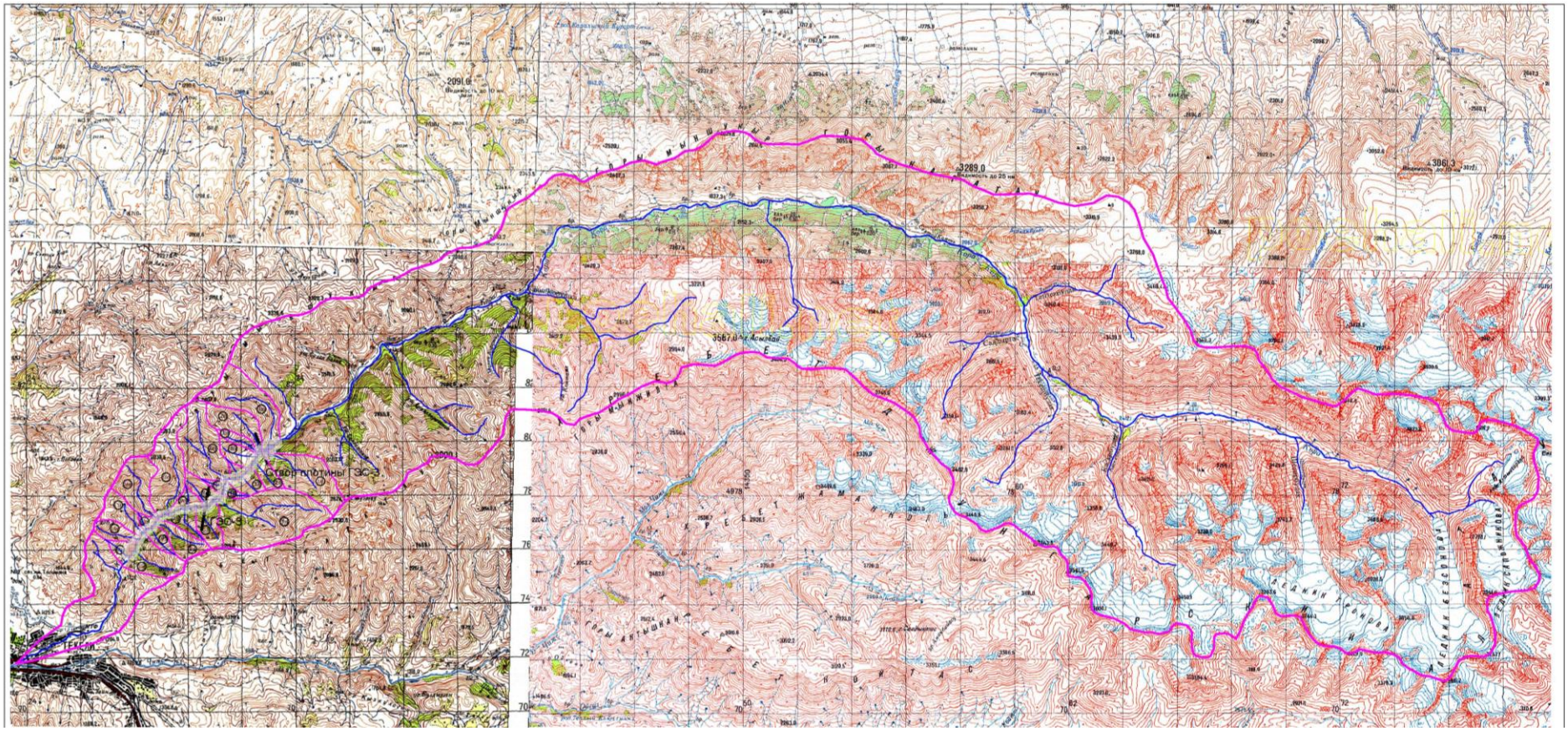


Рис.6.2. Гидрографическая схема бассейна р. Кора

Область формирования стока р.Кора приходится на верхнее и среднее течение, где хорошо развита гидрографическая сеть, в основном, по левому берегу (Шегирбулак, Каскабулак, Текешбулак). Нижнее течение р.Коры – район строительства ГЭС-3 приходится на узкую часть долины, которая служит транзитом для стока с верхнего участка. Площадь водосбора боковой приточности от створа плотины ГЭС-3 до устья составляет 9.5% от общей площади водосбора р.Коры.

Кора исключительно горная и мало доступная река, местами почти непроходимая. Берега реки скалистые, но более пологие в верхней части, и крутые и обрывистые в средней и нижней. Местами русло реки сильно сужается, образуя непроходимые щели, местами образует чаши водоемов. Русло реки выложено аллювиальными отложениями очень крупных фракций – глыбами скал, валунами и крупной галькой. Уклон в верхней части реки значительно меньше, чем в нижней, и колеблется от 0.01 до 0.06. Притоков, в виде небольших рек, не имеет. Вместо них впадает большое количество саев родникового типа, действующих круглый год.

Выше по течению долина р.Кора постепенно расширяется и в створе плотины ГЭС-3 (отметка 1436 м), в 14 км от устья достигает 6 км по верху и шириной по дну до 200-300 м. Левый склон долины более пологий, чем правый, и более укреплен растительностью. Склоны прорезают русла малых водотоков и логов.

Русло р.Кора на участке сооружений ГЭС-3 сложено крупными фракциями валунов и гальки.

Продольный профиль водной поверхности р.Кора на участке сооружений ГЭС-3 ровный с уклоном от 0.05 до 0.03. Течение сильное, бурное.

Гидропост г.Текели расположен у города, в 0.5 км выше слияния с р.Чиже. В зимнее время имеют место забереги, шуга, донный лед; в суровые зимы образуется неустойчивый ледостав.

Климатическая характеристика района строительства ГЭС

Климатическая характеристика рассматриваемого района составлена по материалам наблюдений Казгидромета по ближайшим к участку проектирования метеостанциям (мтс) Кос-Агач, Кугалы и Чиже (Текели), расположенных в бассейне р.Каратал, соответственно, на высотах 1570 м, 1410 м и 1060 м. Отдельные метеопараметры взяты по мтс Талдыкорган (Н = 602 м).

Данные по метеостанциям использованы за различные периоды наблюдений: по Чиже (Текели) за 1961 – 1989 гг., по Кос-Агач за 1932 – 1960 гг., приведенные к многолетней норме 1881 – 1960 гг.

Мтс Кос-Агач и Кугалы располагается в бассейне р.Коксу, самого большого притока р.Каратал, характеризует изменение климата в среднегорной части бассейна, где по условиям рельефа, особенно, в холодный период года, наблюдается особый режим температур воздуха, ветра и других элементов климата.

Мтс Чиже (Текели), открытая в 1960 г., размещается в приустьевом расширении р.Чиже.

Район изысканий относится к строительно-климатическому району III, подрайону III В.

В соответствии с районированием территории РК, объект расположен в III районе по давлению ветра, толщине стенки гололеда и весу снегового покрова.

Общей чертой климата бассейна р.Кора является его континентальность и суровость.

Средняя годовая температура воздуха по данным мтс Кос-Агач и Кугалы изменяется от 4.5 до 5.5°С (рис.6.3). Отрицательные температуры наблюдаются с ноября по март, в отдельные дни возможны кратковременные оттепели. Наиболее холодные месяцы года январь и февраль со среднемесячными температурами воздуха, соответственно, минус 9.7°С и 8.3°С. Абсолютный минимум температуры достигает минус 37°С (мтс Кугалы).

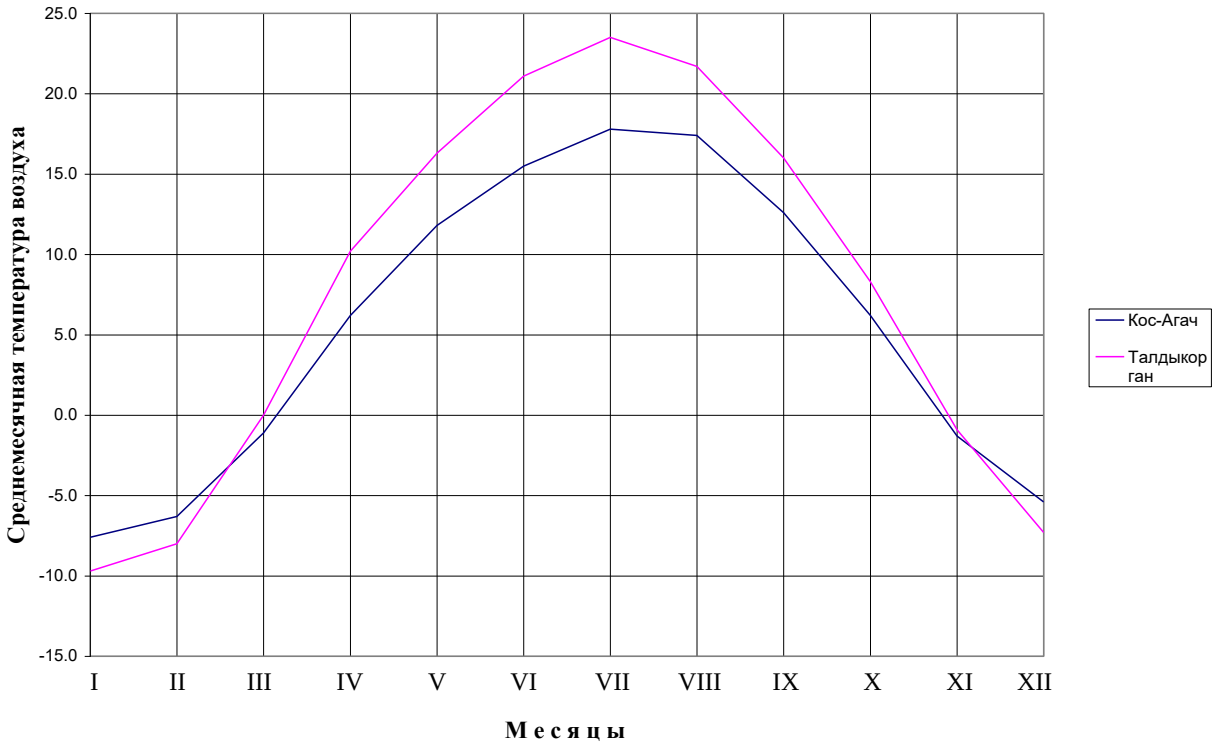


Рис. 6.3. Графики хода среднемесячной температуры воздуха за многолетний период

Средняя продолжительность безморозного периода составляет 132 дня. Расчетные температуры самой холодной пятидневки минус 23.0°С, зимняя вентиляционная – минус 12.0°С. Средняя температура отопительного периода минус 2.1°С. Продолжительность отопительного периода 197 суток.

Летние месяцы (июнь, июль, август) отличаются высокими среднесуточными температурами, абсолютный максимум может достигать 37°С (мтс Кос-Агач) - 44°С (мтс Талдыкорган). Максимальная месячная температура воздуха чаще наблюдается в июле - августе и составляет 17.8 - 17.0°С.

Наименьшая абсолютная среднемесячная влажность воздуха в зимний период изменяется от 2.1 до 3.6 мб; наибольшая – в жаркие месяцы лета (июнь-август) – 8.4 - 10.7 мб.

Относительная среднемесячная влажность воздуха наиболее низкая наблюдается в августе-сентябре – 44 - 48 %, наиболее высокая в марте - 67 %.

Среднемноголетняя сумма годовых осадков по данным мтс Кугалы составляет 466 мм, мтс Кос-Агач – 643 мм, по метеостанции Текели (Н = 1722 м) - 811 мм, Текели-1 кордон (Н = 1080 м) - 694 мм. За март-июль выпадает около половины годовой суммы осадков, наименьшее количество осадков приходится на январь-февраль, август-сентябрь (рис.6.4).

Наибольшее среднемесячное количество осадков в среднем за многолетие - 81 мм выпадает в мае, суточный максимум составляет 93 мм (мтс Талдыкорган).

В период устойчивых положительных температур воздуха (апрель-сентябрь) осадки выпадают в виде дождя, а с ноября по февраль - в виде снега. В переходный период (октябрь и март) возможно выпадение дождя и снега.

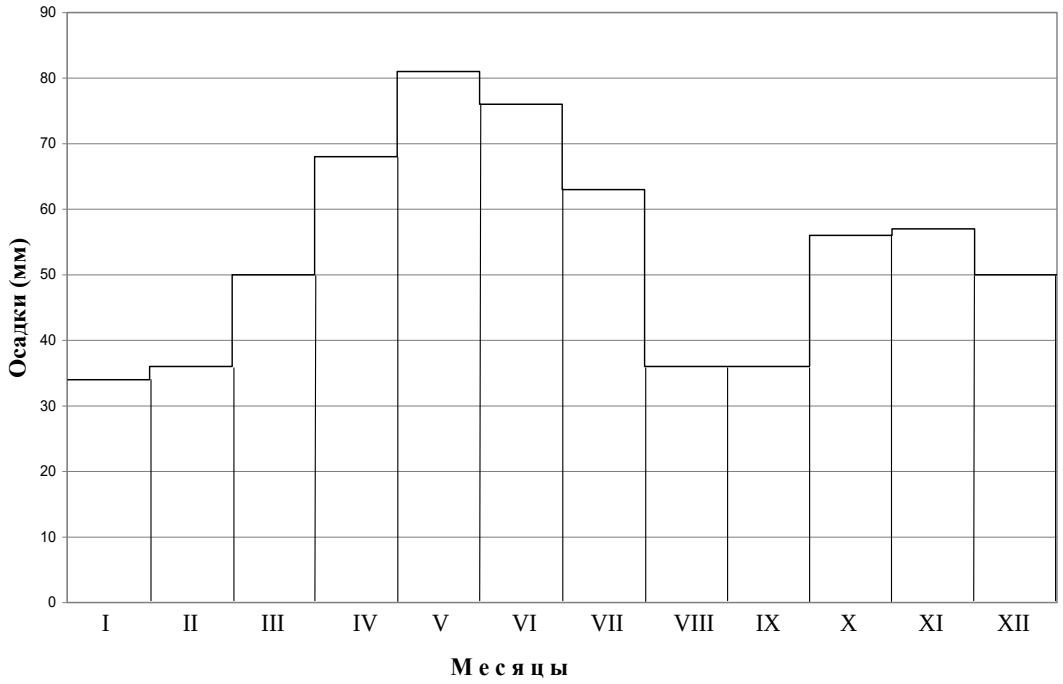


Рис. 6.4. Внутригодовое распределение осадков, мтс Кос-Агач

Появление снежного покрова, в зависимости от высоты местности, наблюдается с начала октября до начала ноября.

Образование устойчивого снежного покрова приходится на вторую половину ноября, на высоте 2000 м и выше – в октябре.

Разрушение устойчивого снежного покрова происходит в марте-апреле, в аномально теплые зимы даже в феврале.

Число дней со снежным покровом по среднемноголетним данным равно 157. В марте средняя за многолетие высота снежного покрова составляет 56 см (мтс Кугалы).

Расчетная нормативная глубина промерзания грунта по данным мтс Талдыкорган составляет для суглинков и глин - 1.17 м, супеси, песков мелких и пылеватых - 1.43 м, песков средних, крупных и гравелистых - 1.53 м, крупнообломочных грунтов - 1.73 м.

Направление и скорость ветра из всех климатических элементов наиболее подвержены воздействию орографии. В зимнее время (ноябрь-март) отмечается преобладание южных

и восточных ветров, в весеннее (апрель-май) - западных и юго-западных, летом наблюдаются ветры как западных и восточных, так и южных румбов.

В районе г.Текели отмечается смена направлений ветра дня и ночи. Ночью ветры дуют вниз по долине (восточного румба), днем - вверх по долине (западного румба). Наибольшие скорости ветра наблюдаются в апреле-мае, а наименьшие - в декабре-январе. Среднегодовая скорость ветра составляет по данным мтс Кос-Агач 2.2 м/с, максимальная – 17 м/с (мтс Талдыкорган).

Наибольшие скорости ветра различной вероятности приведены по мтс Талдыкорган в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Наибольшие скорости ветра различной вероятности, м/с

год	5 лет	10 лет	20 лет
17	20	22	23

6.2.3. Жидкий сток

Гидрологическая изученность

Первые наблюдения за водным режимом в бассейне р.Каратал начались в 1913 – 1915 гг. на гидрометрических станциях (постах) ж-д.ст.Уштобе и с.Каратальское, расположенных на р. Каратал в 272 и 390 км от устья. Гидропост г.Уштобе действует по настоящее время, а пост с. Каратальское (в 200 м ниже слияния рр.Кора и Чиже) закрыт в 1951 г. Помимо этих гидропостов изучение стока р.Каратал ведется, в основном, в среднем и нижнем течении, после впадения крупного притока р.Коксу.

Режим рек бассейна р.Каратал изучается, главным образом, Казгидрометом. Кроме этого ведомства, наблюдения за режимом рек Кора, Чиже, Текели до 60-х годов проводились Гипроцветметом.

Изучение стока воды р.Чиже началось в 1925 г. на станции с. Каратальское, которая располагалась в 0.9 км ниже устья р.Текели и фиксировала суммарный сток рек Чиже и Текели (F = 681 км^2). В 1959 г. пост был закрыт и вновь открыт в 1 км выше устья р.Текели (F = 479 км^2), который действует по настоящее время. Одновременно в 1959 г. был открыт пост на р.Текели в устье (F = 193 км^2), в районе г.Текели.

С 40-х годов регулярные наблюдения за стоком воды р.Кора ведутся Казгидрометом в устье реки у г.Текели (F = 484 км^2), но первые наблюдения были начаты Гипроцветметом в 1915 г., в 12 км от устья (F = 444 км^2). Гидропост г.Текели действовал в периоды: 1915-1917, 1928-1939, 1953-1958 гг., на котором измерялся сток воды и наносов. В апреле 1958 г. пост был закрыт.

Створ проектируемых сооружений ГЭС-3 на р.Кора расположены в 14 км выше гидропоста г.Текели. Площади водосборов к створу сооружений ГЭС-3 получены по картам масштаба 1:100 000 и равны для створа плотины ГЭС-3 - 438 км2, здания станции ГЭС-3 - 450км2. Боковая приточность между указанными створами сооружений ГЭС-3 и гидропостом г.Текели составляет 9.5 и 5 % соответственно.

Период наблюдений за режимом стока воды р.Кора - г.Текели составляет 69 лет (1940-2013 гг.), с перерывами в отдельные годы. Прекращение наблюдений на р.Кора в 1997-2001 гг. обусловлено отсутствием финансирования в этот период.

Данные по стоку воды р.Кора - г.Текели за 1940 – 1987 гг. приводятся в официальных источниках Гидрометиздата (г.Ленинград), за 1988 – 2013 гг. - по опубликованным данным Казгидромета.

Режим уровней и расходов воды

Средневзвешенная высота водосборов р.Кора в створе гидропоста г.Текели не превышает 2680 м. Реки, стекающие с северо-западных склонов Джунгарского Алатау относятся к рекам снегово-ледникового типа питания с явным преобладанием доли питания за счет таяния сезонных снегов среднего и нижнего яруса. Реки, берущие начало с более возвышенных частей Джунгарского Алатау, например, р.Кора - ледниково-снегового питания.

Река Кора относится к рекам с весенне-летним половодьем, имеет многовершинную форму гидрографа. Сток половодья р. Кора формируется, в основном, талыми водами высокогорных снегов и ледников с наложением на него дождевых паводков; в меженный период – подземными водами.

Характеристика режима расходов воды р.Кора за период 1940-2013 гг. (с пропусками) приведена по данным гидропоста г.Текели за характерные по водности годы: 1993 г. - многоводный, 2007 г. - близкий к среднему по водности, 2004 г. - маловодный.

В соответствии с условиями формирования стока подъем уровней и расходов воды р.Кора начинается в начале апреле, достигая наибольшей величины в июне-июле. В маловодном 2004 г. половодье оказалось растянутым с почти равными максимальными расходами воды в июне-июле.

Спад половодья происходит в сентябре, а с октября по март устанавливается устойчивая межень, характеризующаяся низким стоянием уровней и расходов воды. Резкое повышение уровней воды в этот период возможно за счет выпадения осенних дождей и вследствие зажорных явлений. Наинизшие уровни воды приходятся на декабрь - февраль, наивысшие – на июнь - июль.

Годовая амплитуда колебания уровней воды р.Кора в створе гидропоста г.Текели за период 1988-2013 гг. в маловодный по водности год составляет 0.81 м (2009 г.), в многоводный - 1.91 м (2010 г.).

Параметры годового стока и его внутригодовое распределение

Для оценки годового стока р.Кора к створу плотины ГЭС-3 (F = 438 км2) использованы данные наблюдений с 1940 по 2013гг. (с перерывами в 1997 - 2001гг.) по гидропосту г.Текели.

Среднемноголетний годовой расход воды р.Кора по данным фактических наблюдений в створе опорного гидропоста г.Текели за период 1940 - 2013гг. составил 13.8 м3/с или 438 млн.м3.

Норма годового стока р.Кора по сравнению с периодом 1940 - 1987гг. выросла на 1.5 м3/с, а коэффициент вариации увеличился с 0.17 до 0.33. Вероятно, это обусловлено

прохождением ряда многоводных лет в последние десятилетия - 1995, 1994, 1993, 1988, 2010гг. Также в этот период отмечены и наиболее маловодные годы - 2004, 2005, 2006.

Повышение нормы стока с учетом последних лет наблюдений в пределах 3.5 - 2.8 м3/с отмечено также на рр.Баскан, Тентек. В бассейнах рек Баскан, Тентек, Лепсы, Кора находится большое количество ледников. Можно предположить, что с началом глобального потепления климата происходит более интенсивное таяние ледников, повышение снеговой и фирновой линии, и, как результат, увеличение стока талых вод. Последние публикации о состоянии ледников в Центральной Азии свидетельствуют об уменьшении их площадей и объемов льда.

Расходы воды р.Кора к створу плотины ГЭС-3 получены за период 1940 - 2013гг. по расходам гидропоста г.Текели и приточности между ними. Приточность между указанными створами определена с учетом площади водосбора и модуля стока, в пределах 9.5 % от расходов воды гидропоста г.Текели (табл.6.2).

Среднегодовые расходы воды р.Кора в створе плотины ГЭС-3 за многолетний период изменялись от 24.9 м3/с при стоке 789 млн.м3 (1995г.) до 6.18 м3/с при стоке 195 млн.м3 (2004г.) при среднем значении за многолетие 12.5 м3/с или 396 млн.м3.

Таблица 6.2

Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м³/с) , р.Кора - створ плотины ГЭС-3

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1940	2.56	2.30	3.00	5.98	15.5	31.8	34.1	23.6	7.06	5.86	5.01	4.05	11.7
1941	3.44	3.10	4.62	11.2	21.9	41.7	27.5	26.0	10.2	5.58	4.72	3.02	13.6
1942	3.38	2.95	3.35	6.68	19.1	38.1	32.2	21.5	9.59	4.10	3.29	2.97	12.3
1943	2.80	2.32	2.52	3.89	11.0	15.6	31.1	26.3	8.57	3.58	3.02	2.01	9.39
1944	2.18	2.28	2.20	2.98	9.32	20.1	31.4	21.6	8.68	3.18	2.68	2.51	9.09
1945	2.14	2.03	1.54	4.06	10.2	20.4	21.7	26.7	8.12	4.63	3.81	2.91	9.02
1946	1.78	2.41	2.48	11.7	16.2	27.9	33.9	25.0	9.50	6.38	5.25	3.57	12.2
1947	3.24	2.82	3.93	7.57	15.1	22.7	29.1	24.8	10.7	5.19	4.45	3.15	11.1
1948	3.38	2.31	2.95	6.12	11.7	20.3	27.5	23.0	9.50	4.00	3.34	3.05	9.76
1949	2.54	2.23	2.23	5.03	10.1	25.9	29.8	29.6	6.43	4.54	3.00	2.89	10.4
1950	2.49	2.70	3.09	4.32	16.7	26.5	32.1	24.7	8.31	4.27	3.36	2.37	10.9
1951	2.62	2.51	2.13	3.28	13.0	20.1	22.2	19.0	9.59	7.91	6.15	5.10	9.46
1952	3.91	3.72	3.96	10.8	17.1	29.2	37.3	25.3	7.53	4.43	3.24	2.78	12.4
1953	2.54	2.44	2.46	2.99	13.9	27.0	26.0	16.9	9.68	3.54	2.93	2.14	9.37
1954	2.05	2.21	2.62	4.88	5.58	18.6	24.2	26.3	9.32	4.08	3.27	2.82	8.83
1955	2.93	2.28	2.56	5.43	16.9	36.7	22.8	27.8	6.83	3.49	2.81	2.47	11.1
1956	2.57	2.24	2.62	4.98	13.7	18.1	44.3	23.1	9.14	4.11	3.20	2.56	10.9
1957	2.32	2.17	2.41	3.06	5.99	23.7	20.4	17.8	7.28	4.15	3.25	2.84	7.95
1958	2.58	2.59	3.09	8.02	11.9	26.1	45.7	30.8	12.7	7.31	4.23	3.20	13.2
1959	2.81	2.62	2.98	17.4	16.6	34.7	43.0	24.6	15.1	6.07	3.79	3.34	14.4
1960	3.45	2.81	2.84	5.92	14.8	34.5	46.5	26.3	11.8	4.44	3.48	3.10	13.3
1961	2.69	2.67	3.10	6.64	15.8	22.4	30.0	18.6	9.04	3.81	3.19	3.01	10.1
1962	2.49	2.31	2.70	3.63	12.1	22.4	27.3	26.0	9.77	3.63	2.97	3.00	9.86

1963	2.25	2.47	2.58	4.82	9.77	36.9	28.3	19.1	6.94	4.13	3.29	3.09	10.3
1964	2.67	2.57	3.59	8.03	13.6	30.1	36.8	22.2	7.55	3.93	3.47	3.05	11.5
1965	2.57	2.62	2.07	3.00	8.78	17.2	27.0	18.5	5.70	4.25	4.67	3.42	8.31
1969	3.49	3.01	4.31	8.70	20.3	35.8	43.1	18.9	8.94	4.68	4.28	3.42	13.2
1970	3.99	3.02	3.21	5.83	13.9	23.5	29.0	18.2	9.41	4.22	3.89	3.50	10.1
1971	3.02	2.97	6.64	8.55	15.7	37.3	32.5	20.9	9.59	4.34	3.11	2.85	12.3
1972	2.68	2.27	2.67	4.29	16.8	29.8	26.1	23.1	8.67	5.29	4.22	3.32	10.8
1973	2.97	3.22	3.00	8.24	13.7	37.3	44.7	24.2	10.4	5.67	4.92	3.47	13.5
1974	3.81	4.02	3.73	5.42	10.4	16.2	28.9	21.5	6.05	4.47	4.10	2.86	9.28
1975	2.19	2.23	2.65	4.93	6.00	19.6	22.2	21.5	7.75	3.35	3.29	2.78	8.20
1976	2.58	2.33	2.08	3.60	13.8	18.6	26.2	21.0	10.3	6.61	5.92	3.09	9.67
1977	2.43	2.41	2.96	7.32	10.3	39.2	27.0	24.3	9.77	4.59	3.33	2.66	11.4
1978	2.24	1.76	2.58	6.35	13.3	31.0	30.3	19.4	7.13	4.30	3.48	3.58	10.5
1979	2.53	2.31	2.23	7.17	12.2	30.1	32.3	27.8	11.6	4.45	3.38	2.59	11.6
1980	2.47	2.56	2.47	11.6	22.3	27.9	41.2	23.4	9.86	3.67	3.45	2.89	12.8
1981	2.76	3.27	4.23	7.99	16.7	30.2	36.4	20.3	7.61	3.88	3.77	2.85	11.7
1982	2.71	2.60	3.00	5.21	11.7	15.2	27.3	21.7	8.05	4.17	3.78	3.10	9.05
1983	3.33	3.84	3.69	5.11	8.33	21.4	31.4	35.2	11.6	6.91	5.66	5.29	11.8
1984	4.24	3.19	4.51	6.84	13.7	41.2	39.1	26.8	16.6	4.65	4.43	4.14	14.1
1985	4.32	3.78	4.15	6.05	16.0	42.4	43.4	26.0	12.2	9.04	5.05	3.99	14.7
1986	4.33	2.77	2.53	3.38	12.3	21.6	34.7	22.8	9.32	4.73	4.13	3.95	10.5
1987	3.72	3.22	3.48	8.92	19.2	32.3	55.8	34.0	14.5	10.2	7.13	4.97	16.5
1988	4.66	4.05	4.97	7.95	19.4	62.8	82.9	37.6	23.6	15.5	8.09	3.80	22.9
1989	3.72	4.60	5.40	5.67	15.1	32.0	41.8	35.9	17.3	11.4	6.18	5.31	15.4
1990	4.43	4.51	6.29	8.72	24.2	65.1	54.1	36.7	23.4	10.4	5.41	4.88	20.7
1991	3.48	3.68	5.03	6.64	16.4	32.8	39.2	37.7	25.8	8.21	4.73	4.21	15.7
1992	3.09	2.61	3.62	11.0	17.1	34.8	56.6	36.2	29.8	17.7	6.88	5.85	18.8
1993	4.41	4.78	5.51	6.48	29.1	66.0	83.9	40.5	11.9	7.59	7.93	7.48	23.0
1996	8.03	7.64	7.83	14.8	26.1	39.9	60.5	30.2	23.9	17.0	11.9	7.37	21.3
2002	2.71	2.06	3.46	7.57	18.8	39.6	24.2	20.6	7.40	4.66	4.09	3.03	11.5
2003	2.72	2.84	3.35	6.05	13.6	32.4	35.6	27.9	9.32	3.19	2.34	2.13	11.8
2004	1.95	1.81	2.57	7.71	12.4	13.8	14.6	6.52	4.30	2.91	2.94	2.59	6.17
2005	1.59	1.19	1.84	5.25	11.3	26.1	18.8	15.7	5.99	3.67	3.24	3.42	8.18
2006	3.30	3.50	3.76	5.42	10.1	21.4	18.3	13.2	5.94	4.43	4.53	5.47	8.29
2007	3.51	2.82	3.70	8.03	12.9	29.7	28.1	21.7	17.4	10.9	6.33	4.86	12.5
2008	3.87	2.33	5.22	9.14	23.3	27.8	26.8	22.4	14.8	13.4	12.4	11.0	14.4
2009	5.33	3.57	3.66	4.98	8.27	23.1	22.1	18.8	12.8	10.0	5.97	4.53	10.3
2010	3.47	2.07	6.88	15.7	32.9	87.9	54.8	32.4	13.6	7.32	4.07	4.09	22.1
2011	4.73	4.24	3.85	10.1	14.6	40.4	27.8	17.8	7.86	4.87	4.18	2.91	11.9
2012	2.03	1.39	1.79	6.76	14.5	30.5	33.6	23.8	9.50	4.40	3.14	2.33	11.1
2013	2.18	2.23	4.10	7.67	12.1	35.1	30.4	26.9	11.9	5.79	3.73	3.46	12.1
ср.мн.	**3.12**	**2.85**	**3.44**	**6.90**	**15.1**	**31.6**	**35.6**	**25.3**	**11.3**	**6.32**	**4.70**	**3.80**	**12.5**

Таблица 6.3 - Среднегодовые расходы воды р.Кора - створ ГЭС (г.Текели) за период 1940 – 2013 гг. разной обеспеченности (метод моментов)

Река-створ	Площадь водосбора, км^2	Норма стока, м^3/с	Обеспеченные расходы, м^3/с			
			25 %	50 %	75 %	90 %
Кора - створ плотины ГЭС-3	438	12.5	14.5	11.7	9.68	8.23

В среднем за многолетие с апреля по сентябрь проходит 84 % годового стока, с октября по март - 16 %. Наибольший месячный сток воды отмечается в июле – 24.1 %, наименьший в феврале - 1.7 %.

Наибольшие среднемесячные расходы воды р.Кора за многолетний период наблюдаются с июня по август – от 25.3 до 35.6 м3/с (в июле) и составляют в годовом разрезе 61.8 % годового стока, наименьшие среднемесячные приходятся на январь-февраль - 2.85 - 3.12 м3/с. Внутри ряда наибольшие среднемесячные расходы воды отмечены в июне 2010г. - 87.9 м3/с и в июле 1993г. - 83.9 м3/с, наименьшие среднемесячные расходы воды - 1.19 м3/с (февраль 2005г.) и 1.39 (февраль 2012г.).

В зависимости от водности года внутригодовое распределение меняет свой характер: в многоводные годы доля паводкового стока увеличивается до 89 % (2010г.), в маловодные годы уменьшается до 80 % (2004г.).

Внутригодовое распределение стока р.Кора в створе плотины ГЭС-3 50, 75 и 90 % обеспеченности приведено в таблице 6.4 по методу реального года.

Таблица 6.4

Внутригодовое распределение стока воды (м^3/с) р.Кора - створ плотины ГЭС-3 50, 75 и 90 % обеспеченности за 1940-2013гг. (метод реального года)

P, %	Расч. год	Месяц												Ср. год
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
50	**1981**	**2.76**	**3.27**	**4.23**	**7.96**	**16.6**	**30.2**	**36.4**	**20.3**	**7.61**	**3.88**	**3.77**	**2.85**	**11.7**
	1964	2.67	2.57	3.59	8.03	13.6	30.1	36.8	22.2	7.55	3.93	3.47	3.05	11.5
75	1976	2.58	2.33	2.08	3.60	13.8	18.6	26.2	21.0	10.3	6.61	5.92	3.09	9.67
	1962	2.49	2.31	2.70	3.63	12.1	22.4	27.3	26.0	9.77	3.63	2.97	3.00	9.86
	1967	**3.18**	**2.80**	**3.55**	**6.82**	**14.1**	**25.6**	**25.6**	**17.8**	**6.99**	**4.45**	**3.30**	**3.15**	**9.78**
90	**1975**	**2.19**	**2.23**	**2.65**	**4.93**	**6.00**	**19.6**	**22.2**	**21.5**	**7.75**	**3.35**	**3.29**	**2.78**	**8.20**
	2005	1.59	1.19	1.84	5.25	11.3	26.1	18.8	15.8	5.99	3.67	3.24	3.42	8.18

Примечание: распределение приведено для 2-3-х альтернативных лет 50, 75 и 90 % обеспеченности, рекомендуемый вариант выделен жирным шрифтом.

Максимальные расходы воды

Максимальные расходы воды р.Кора формируются, в основном, за счет таяния снегов и ледников, и выпадения жидких осадков. Проходят максимальные расходы воды, главным образом, в июле (34 случая) и июне (26 случаев), реже в августе (7 случаев), по одному разу наблюдались в апреле и мае.

Величины фактических наблюденных максимальных расходов воды р.Кора по гидропосту г.Текели приведены по данным Казгидромета за 1940 – 2013 гг. (с перерывами в наблюдениях с 1997 по 2001гг.). Восстановление максимальных расходов воды р.Кора за пропущенные годы наблюдений (1997-2001гг.) по графикам связей между срочными максимальными расходами р.Кора и реками-аналогами не дало положительных результатов по причине отсутствия тесных связей.

Максимальные расходы воды, наблюдавшиеся по рекам-аналогам (рр. Баскан, Лепсы, Тентек) в период 1997 – 2001 гг. относятся к годам от 20-50% обеспеченности (1998, 1999, 2001 гг.) до 60-90% обеспеченности (2000, 1997 гг.). Средние величины максимальных расходов воды по рекам-аналогам за 1997-2001 гг. оказались близки к среднемноголетним за весь период наблюдений. Поэтому ряд наблюдений за максимальными расходами воды р.Кора - г.Текели можно принять без 1997-2001 гг., т.к. продолжительность ряда достаточна – 69 лет средняя ошибка нормы составляет 17.1 %, что в пределах допустимых погрешностей (20 %).

Наибольший из максимальных расходов воды в этом створе равен 252 м^3/с (22 июня 2010 г.). В 1988 г. зафиксирован второй по величине максимальный расход 182 м^3/с (28 июня). Следующие за ними максимумы 1993 и 1994 гг. составили, соответственно, 144 и 146 м^3/с. Самый наименьший из наблюденных максимумов - 26.0 м^3/с отмечен 17 июля 2004 г. Наиболее ранний максимальный расход воды приходится на 29 апреля 1994 г., наиболее поздний - на 15 августа 1945 г.

Расчетные максимальные расходы воды р.Кора в створе намечаемой ГЭС определены согласно МСН 3.04-01-2005 по указанному 69-летнему эмпирическому ряду по программе «Гидрорасчеты» (Россия). Ряд максимальных расходов воды по критерию Стьюдента на основании парного сравнения двух выборок за 1932-1973 гг. и 1974-2013 гг. является однородным, но по критерию Фишера и экстремальным значениям не однороден. Среднее ряда составляет 82.1 м^3/с, коэффициент вариации 0.42, коэффициент асимметрии принят равным 5C_v (близкий к эмпирическому распределению).

Расчетные максимальные расходы воды р.Кора различной обеспеченности за период 1940 – 2013 гг. приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5

Расчетные максимальные расходы воды р.Кора - г.Текели
за 1940 - 2013гг. (без 1997 - 2001гг.)

Период наблюдений	$Q_{max\ ср.}$	C_v	C_s/C_v	Максимальные расходы воды, м^3/с различной обеспеченности					
				0,1	0,5	1	3	5	10
гп г.Текели (створ-аналог)	82.1	0.42	5	304	230	202	162	145	124

По сравнению с периодом 1940-1987 гг. (однородный ряд) возросла норма максимальных расходов воды с 80.0 м^3/с до 82.1 м^3/с, коэффициент вариации с 0.24 до 0.42 и соотношение Cs/Cv с 0.7 до 5. Увеличение параметров максимального стока р.Кора произошло за счет прохождения редких экстремумов в последние 20-30 лет (1988, 1994, 2004, 2008, 2010 гг.) приведено на рис.6.5.

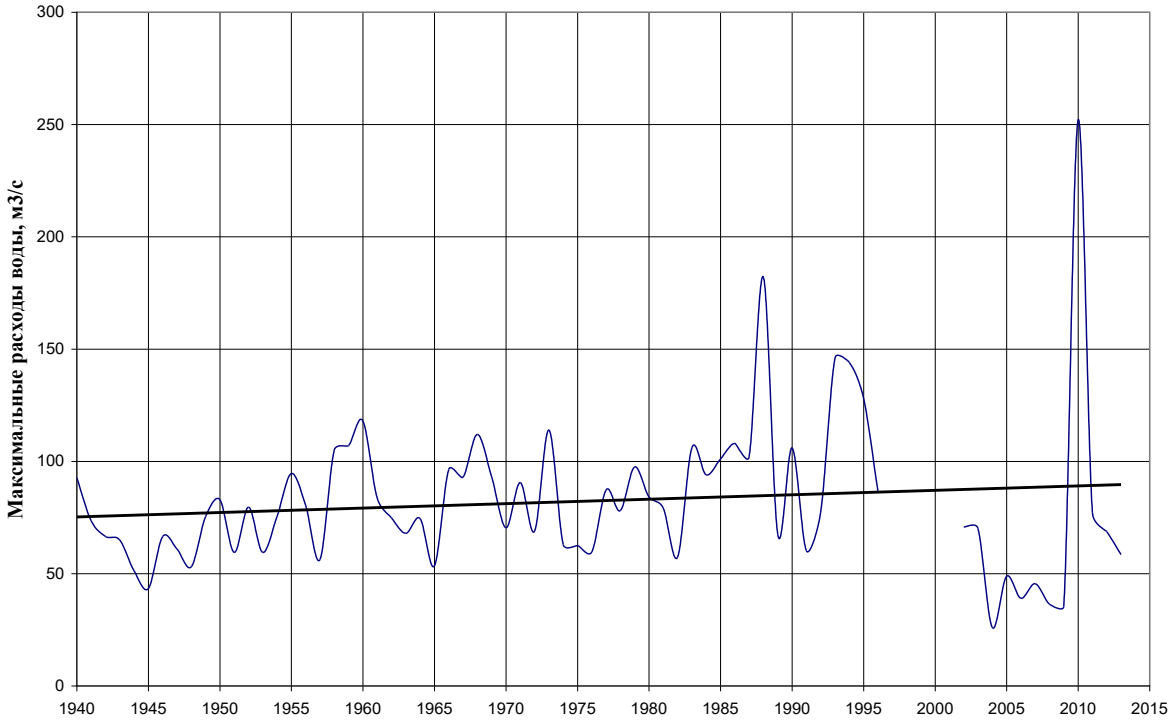


Рис.6.5. Хронологический график изменения максимальных расходов воды р.Кора-г.Текели за 1940-2013 гг.

Максимальные расходы воды р.Кора в створе сооружений ГЭС-3 определены согласно МСП 3.04-01-2005 для сооружений III класса (0.5 % - поверочный случай, 3 %-основной) при отсутствии данных наблюдений по методу гидрологической аналогии (табл. 6.6.).

Таблица 6.6 - Расчетные максимальные расходы воды половодья и селевых паводков р.Кора в створах сооружений ГЭС-3

Название створа ГЭС	Максимальные расходы воды, м^3/с					
	0,5%		1%		3%	
	Qmax воды	Qmax селевой	Qmax воды	Qmax селевой	Qmax воды	Qmax селевой
Створ плотины ГЭС-3	208	273	183	236	147	185
Здание станции ГЭС-3	213	281	187	243	150	190
г. Текели	230	302	202	261	162	204

В дальнейших расчетах рекомендуется принимать максимальные селевые расходы воды р.Кора – створ плотины ГЭС-3, равные 273 м^3/с при P=0.5 % (поверочный случай) и 185 м^3/с при P=3% (основной случай).

Минимальные расходы воды

В соответствии с условиями питания колебания расходов воды р.Кора в меженный период незначительны.
По наблюдениям на гидропосту р.Кора - г.Текели за 1940-2013 гг. (пропуски в 1969, 1997-2001 гг.) минимальные расходы воды наблюдались чаще всего в феврале – 20 случаев и в марте – 16 случаев, в январе и декабре – по 14 случаев, в ноябре и в апреле – по 2 случая.
Наиболее ранняя дата прохождения минимальных расходов воды – 26, 27 ноября 1950 г. (2.08 м^3/с), наиболее поздняя – 14 апреля 1994 г. (1.40 м^3/с). Величины срочных минимальных расходов воды р.Кора на участке гидропоста изменялись от 0.78 м^3/с (28 декабря 1954 г.) до 8.10 м^3/с (28 декабря 1996 г.).
Наименьшие среднемесячные расходы воды р.Кора приходятся в период зимней межени – с декабря по март, чаще всего (в 35 случаях из 69 лет наблюдений) - в феврале.
Минимальные среднемесячные расходы воды разной обеспеченности приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Минимальные среднемесячные расходы воды р.Кора – створ плотины ГЭС-3 разной обеспеченности (1940-2013 гг.)

Обеспеченность,%	50	75	80	90	95	97	99
Q min, м^3/с	2.49	2.10	2.01	1.82	1.68	1.60	1.47

Примечание: в расчетах принято: C_s = 1.937, C_v = 0.323, Q min ср. = 2.67 м^3/с

6.2.4. Кривые расходов воды

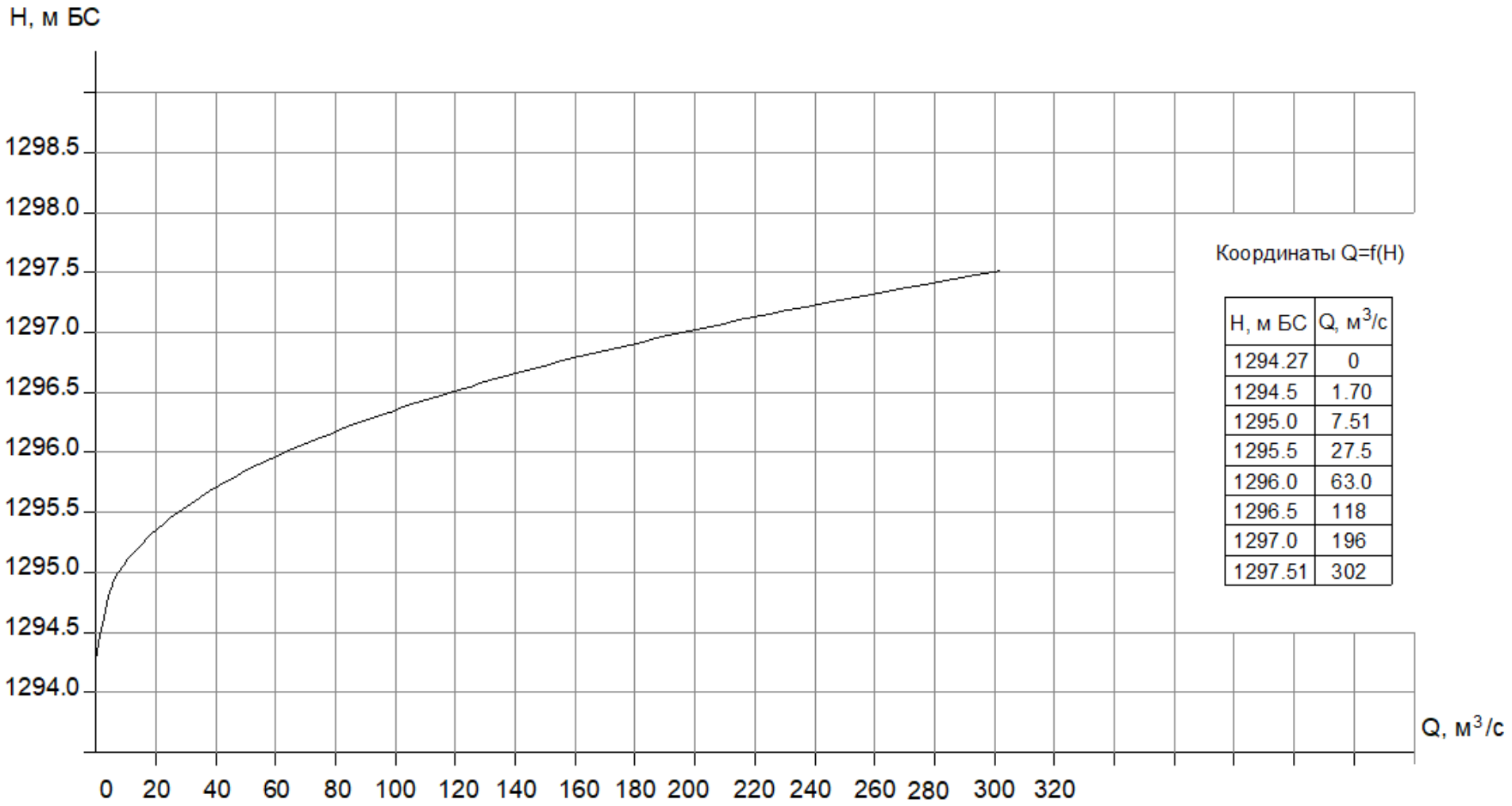
Кривые зависимости расходов воды от уровней р.Кора для створов плотины и отводящего канала ГЭС рассчитаны гидравлическим методом до максимального расхода воды 0.5 % обеспеченности, равного 273 м^3/с.

Исходными данными к расчету кривой расходов воды послужили следующие материалы:

- схема расположения сооружений на р.Кора в нижнем бьефе ГЭС-3;
- топографическая съемка р.Кора М 1:500, выполненная в октябре 2020г. ТОО «Аникин Геодезия сервис» (г.Талдыкорган);
- продольный и поперечный (створ отводящего канала ГЭС-3) профили русла р.Кора, снятые со съемки М 1:500 октября 2020г. Отметки дна на поперечнике № 3б приняты условные;
- данные Казгидромета о расходах воды р.Кора – г.Текели в период выполнения топографической съемки (октябрь 2020г.) - 3.6 м3/с - 4.3 м3/с;
- гидравлические параметры (скорости потока, коэффициенты шероховатости русла) по данным гидропоста-аналога р.Чиже - г.Текели за период 1960 - 1969гг.;
- кривые расходов воды за характерные по водности годы 1983, 1993, 2012, 2013гг. для оценки деформаций русла р.Кора в створе гидропоста г.Текели. За 30-летний период наблюдений (1983 - 2013гг.) отметки уровней воды в створе поста снизились на 0.6 м при расходах воды до 20 м3/с, на 0.5 - 0.3 м при расходах воды 40 - 60 м3/с.

Уклоны водной поверхности р.Кора на участке отводящего канала ГЭС-3 получен по данным съемки М 1:500 (октябрь 2020г.) и составляют 0.030, коэффициент шероховатости русла принят с учетом материалов прошлых лет по гидропосту г.Текели и равен - 0.080.

Кривая зависимости расходов воды от уровней в створе отводящего канала ГЭС-3 приведена на рисунке 6.6.



Координаты Q=f(H)

H, м БС	Q, м^3/с
1294.27	0
1294.5	1.70
1295.0	7.51
1295.5	27.5
1296.0	63.0
1296.5	118
1297.0	196
1297.51	302

Примечание: 1. Кривая Q = f(H) просчитана на расход воды 0.5% обеспеченности, равный 302 м^3/с, при n = 0.08 i = 0.03.
2. В расчетах принят поперечный профиль, снятый со съемки М 1:1000, с условно принятыми глубинами.
3. Кривая Q=f(H) предварительная.

Рис. 6.6. Кривая зависимости расходов воды от уровней в створе отводящего канала ГЭС-3

6.2.5. Химический состав воды

Характеристика химического состава воды р.Кора приведена по данным гидропоста г.Текели за 1942 - 1970 гг. и единичной пробы, отобранной в октябре 2020г. на участке здания ГЭС Кора.

Вода в р.Кора на участке размещения ГЭС маломинерализованная (сумма ионов 93.6 - 205.1 мг/л). По величине общей жесткости вода мягкая – 0.95 - 2.03 мг-экв/л. Показатель pH изменяется в основном от 6.4 - 7.85, что указывает на нейтральные воды, лишь в период межени маловодных лет величина pH = 8.8, что указывает на щелочную среду.

По ионному составу вода относится к гидрокарбонатно-кальциевому классу, так как преобладают анионы HCO_3 (50.6 - 122.0 мг/л) и катионы Ca^{2+} (17.2 - 34.3 мг/л), реже – к гидрокарбонатно-натриевому классу.

6.2.6. Твердый сток

Режим твердого стока р.Кора в створе плотины ГЭС-3 определяется эрозионной и селевой деятельностью в бассейне реки. Кроме того, сток с ледников способствует выносу моренных отложений, слагающих в верховье ложе реки и легко поддающихся размыву.

Сток взвешенных наносов изучался Казгидрометом на гидропосту р.Кора - г.Текели в период 1941,1947-1955,1960-1964 гг. и на р.Каратал - с. Каратальское (1936-1948 гг.), а также Гипроцветметом на р.Кора в 1953 - 1958 гг. в 13 км от устья. Ввиду частых пропусков наблюдений в период 1953 – 1958 гг. использовать данные по стоку наносов р.Кора по верхнему гидропосту не представилось возможным.

Поэтому, к дальнейшим расчетам принят ряд среднемесячных и среднегодовых расходов взвешенных наносов р.Кора - г.Текели за 1941, 1947-1955, 1960-1964 гг.

Этот ряд можно также использовать для оценки стока наносов в створе плотины ГЭС-3, поскольку погрешность вычисления стока наносов составляет 20 %, а боковая приточность между указанными створами – не более 10 %.

Рассматриваемый 15-летний период наблюдений за взвешенными наносами р.Кора включает годы разной водности, в основном, ниже нормы (1948-49, 1951, 1953-54, 1961-63), или близкие к норме (1947, 1950, 1955, 1964) и чуть выше нормы - 1941, 1952, 1960 гг.

Норма стока взвешенных наносов р.Кора - г.Текели, определенная по короткому ряду наблюдений, получена равной 2.6 кг/с при годовом стоке взвешенных наносов 82 тыс.т. Сток взвешенных наносов, в основном, проходит в период май-август - до 95 % годового стока; при выпадении осадков повышение расходов взвешенных наносов может наблюдаться и в осенне-зимний период.

Наибольшие среднемесячные расходы взвешенных наносов р.Кора, в среднем за многолетие, приходятся на июнь-август и равны 7.6 - 10 кг/с.

Среднегодовая за многолетие мутность воды р.Кора - г.Текели составила 220 г/м^3, а по р.Каратал - с.Каратальское - 190 г/м^3. Значения среднегодовой мутности оказались близкими.

В рамках данной работы для уточнения стока наносов р.Кора в створе ГЭС были выполнены расчеты по рекомендуемой формуле при кратковременных наблюдениях:

$$R_o = Q_o * R_1 / Q_1 ,$$

где: R_o – искомое значение среднемноголетнего расхода взвешенных расходов, кг/с,
Q_o – значение среднемноголетнего расхода воды, м^3/с,
R_1 – расход взвешенных наносов за короткий ряд наблюдений, кг/с,
Q_1 – расход воды за короткий ряд наблюдений, м^3/с.

Сток взвешенных наносов р.Кора в проектируемом створе ГЭС получен по среднегодовой мутности воды 0.22 кг/м^3 и среднегодовому расходу воды за период 1940 – 2013 гг., и равен - 3.1 кг/с (табл.6.8).

Таблица 6.8 - Расчетные среднегодовые расходы воды и стоки наносов р. Кора

№ № п/п	Река-пост	Период наблюде-ний, годы	$Q_{ср.год}$, м^3/с	$R_{ср.год}$, кг/с	$\rho_{ср.год}$, кг/м^3	$G_{год, взвеш.}$ тыс.т/тыс.м^3 (γ=1.15 т/м^3)	$G_{год, влеком}$ тыс.т/тыс.м^3 (γ=2.1 т/м^3)
1	р.Кора - г.Текели	1941, 47-55, 60-64	11.9	2.6	0.22	82/59	25/11
2	р.Кора - г.Текели (створ плотины ГЭС-3)	1940-2014	14.0*	3.1	0.22	98/85	29/14

* - приведен среднемноголетний расход воды за период 1940-2014гг. с учетом восстановления в пропусках наблюдений за 1997-2001гг.

Примечание:
1. $Q_{ср.год}$ - расход воды средний за расчетные периоды
2. $R_{ср.год}$ - расход взвешенных наносов средний за расчетные периоды
3. $\rho_{ср.год}$ - среднегодовая мутность воды
4. $G_{год. взвеш.}$ - годовой сток взвешенных наносов.
5. $G_{год. влеком.}$- годовой сток влекомых наносов

Сток влекомых наносов р.Кора не изучался. Согласно проработкам по горным рекам Кыргызстана, сток влекомых наносов составляет от стока взвешенных от 26 до 75 %. Учитывая проработки прошлых лет на реках с аналогичными условиями формирования наносов, к створу г.Текели сток влекомых наносов р.Кора можно принять около 30 % от стока взвешенных.

При среднемноголетнем годовом стоке взвешенных наносов р.Кора в 98 тыс.т сток влекомых наносов составит 29 тыс.т в год.

Суммарный годовой сток взвешенных и влекомых наносов р.Кора равен 127 тыс.т или 99 тыс.м^3 в среднем за многолетие $\gamma_{взвеш.}$ = 1.15 т/м^3, $\gamma_{влеком.}$ = 2.1 т/м^3.

Гранулометрический состав взвешенных наносов и донных отложений р.Кора приведен по измерениям на гидропосту г.Текели за 1950 - 1956 гг.

Результаты гранулометрического состава взвешенных наносов р.Кора показывают, что на подъеме половодья основная часть наносов приходится на долю песчаных частиц диаметром 1.0 - 0.1 мм (51 %) и пылеватых частиц диаметром 0.1 - 0.01 мм (36.4 %). На спаде половодья преобладают пылеватые и илистые частицы, соответственно, по 34.5 % и 36.7 %, доля песчаных фракций уменьшается до 28.8 %.

Из донных отложений в период половодья преобладают наносы диаметром от 1 до 10 мм (гравий) от 66.5 до 77.3 %, доля песчаных частиц составляет от 16.1 до 22.7 %. Только в крупных фракциях присутствуют наносы диаметром 10 - 50 мм (галька) в пределах 88.4 - 92.7 %.

Минералого-петрографический состав наносов р.Кора определен по пробе руслового аллювия, отобранной на участке расположения здания ГЭС-3.

Гранулометрический состав этой пробы характеризуется как разнозернистый (крупно-среднезернистый) песок. Пелитовая (глинистая) фракция отсутствует, алевритовая фракция составляет 2.5 %, песчаная фракция - 97.8 %. По размерности составляющих песок частиц он относится к среднезернистому (содержание фракции 0.5-0.25 мм составляет 53.72 %).

Результаты минералогического анализа показывают, что в пробе в основном присутствуют: полевой шпат (32.5 - 54.1 %), кварц (17.9 - 31.8 %), обломки метаморфических (3.4 - 27.6 %) и изверженных пород (4.2 - 19.5 %); слюды, амфибол, пироксен, рудные минералы (гематит) составляют менее 1 %.

По крепости зерна преобладают слабые зерна минералов (полевой шпат, слюда), составляя в сумме 46.7 %; крепкие зерна (кварц, обломки изверженных пород и др.) – 34.8%.

Частицы кварца присутствуют в песчаных фракциях (1.0-0.1 мм) от 17.9 до 27.8 %, возрастая в алевритовых фракциях (0.1-0.05 мм) до 31.8 %.

Форма обломков преимущественно угловатая, реже - угловато-окатанная.

6.2.7. Термический и зимний режимы

Термический и зимний режимы р.Кора на участке размещения сооружений ГЭС-3 характеризуют данные измерений температуры воды и визуальные наблюдения за зимними и ледовыми явлениями на гидропосту г.Текели Казгидромета.

На годовой ход температуры воды р.Кора оказывает влияние высотная зональность. Среднегодовая температура воды р.Кора - г.Текели составляет в среднем 4.9°С.

Температура воды р.Кора за последние 30 лет повысилась на 0.5 - 0.9°С в период осенней межени (сентябрь-ноябрь) и снизилась в весенне-летний период (апрель-июнь) на 0.6 - 1.1°С.

Зимой (декабрь-февраль) в среднем за многолетие среднемесячная температура воды составляет 0.0 - 0.3°С, летом температура воды повышается до 9.8 - 10.0°С (июль-август).

Наибольшая среднемесячная температура воды отмечена в июле 2012г. - 11.5°С. Наивысшая срочная температура воды равна 16.0°С (9.06.2011г.), наинизшая срочная, близкая к нулю, наблюдается практически ежегодно в декабре-феврале, иногда бывает в марте и ноябре.

Характеристики ледового режима р.Кора приняты по гидропосту г.Текели за период 1984-1993, 2002-2012 гг. Река Кора на рассматриваемом участке относится к рекам с неустойчивым ледовым режимом.

Средняя дата начала ледовых явлений приходится на 23 ноября, окончание - на 27 марта. Средняя продолжительность периода со всеми ледовыми явлениями на р.Кора составляет 111 дней, наибольшая - 136 дней (зима 1985 г.).

Полный ледостав наблюдается не каждую зиму (67% случаев), наибольшая продолжительность ледостава зафиксирована в зиму 1984 г. - 64 дня.

Средняя продолжительность шугохода на р.Кора составляет 9 дней при максимальной 55 дней (1986 г.) и минимальной 0 дней.

Наибольшая толщина льда на р.Кора – г.Текели по имеющимся данным за 1984-2012 гг. достигает 123 см (1985 г.).

На р.Кора по данным гидропоста г.Текели за период наблюдений 1940 – 1963 гг. зажорные (заторные) явления наблюдались осенью 29 раз при средней продолжительности 6 дней, наибольшей - 23 дня (осень 1949г.).

За период наблюдений 1984-2012 гг. зажор наблюдался однажды, продолжительность которого составила 60 дней (1985 г.), а наибольшая высота подъема уровня воды достигла 432 см над нулем графика.

6.2.8. Выводы

Река Кора относится к рекам ледниково-снегового типа питания.

Сток половодья р. Кора формируется, в основном, талыми водами высокогорных снегов и ледников с наложением на него дождевых паводков; в меженный период – подземными водами.

Среднемноголетний расход воды р.Коры в створе гидропоста г.Текели (створ ГЭС) за период наблюдений 1940 – 2013 гг. составил 12.5 м^3/с. Наибольшие среднемесячные расходы воды р.Кора проходят с июня по август - от 25.7 до 35.6 м^3/с.

Максимальные расходы воды в период прохождения селевых паводков могут достигать в створе гидропоста г.Текели 302 м^3/с при P=0.5% обеспеченности (поверочный случай) и 162 м^3/с при P=3 % (основной случай), в створе плотины ГЭС-3, соответственно, 273 и 185 м^3/с.

С учетом последних лет наблюдений отмечается тенденция к увеличению нормы стока воды на 11%, расчетных максимальных расходов 0.1 - 3% обеспеченности на 25 - 44% по сравнению с периодом 1940 – 1987 гг.

Сток взвешенных и влекомых наносов р.Кора в створе плотины проектируемой ГЭС составил 99 тыс.м^3. Среднегодовая мутность воды равна 220 г/м^3.

Кривые расходов воды в створах сооружений ГЭС даны на основе проведения промеров глубин и срезки уровней воды.

6.2.9. Инженерно-геологическое обоснование проекта

Цель работ: определение общих инженерно-геологических и гидрогеологических условий, тектонического строения, физико-механических и деформационных свойств грунтов для обоснования Проекта ГЭС-3 на реке Кора.

Для инженерно-геологического обоснования выполнены следующие работы:

- сбор и анализ имеющегося фактического материала в Республиканском геологическом фонде и других специализированных организациях;
- рекогносцировочное обследование трасс проектируемых дорог и участков расположения основных сооружений – 20 км;
- комплексная инженерно-геологическая и гидрогеологическая съемка в масштабе 1:1000 на топографической основе масштаба М1:500 – 40 га;

- комплекс полевых исследований грунтов, в том числе определение плотности грунта в естественном состоянии – 3 опыта; определение механического состава грунтов (грохочение) – 3 опыта; отбор монолитов скальных грунтов для лабораторных исследований - 4;
- изучение параметров мелкой трещиноватости скального массива на эталонных площадках 40 площадок;
- опытно-фильтрационные работы – 4 налива
- камеральная обработка полученного материала и составление настоящего отчета.

6.2.10. Местоположение, рельеф и гидрография

Административно бассейн реки Кора расположен на территории Алматинской области.

Орографический бассейн входит в западный район северного склона хребта Джунгарский Алатау, отличительной особенностью которого является западная ориентация речных бассейнов с наибольшими средними высотами бассейнов (водосборов). Бассейн реки охватывает высокогорную и среднегорную зоны отрогов главного хребта, расчлененных с северо-востока на юго-запад двумя хребтами: хребет Мын-Чукур по првобережью реки и хребет Каратау по левобережью, с глубоко врезанной (400-800 м) между ними долиной реки. На северо-востоке (в верховьях реки) эти хребты сходятся в единый горный массив – хребет Джунгарский Алатау, поднимающийся на высоту свыше 4000 м. Вершины этих хребтов свыше 3000 м покрыты вечными снегами и ледниками. Общая площадь ледников составляет 1120 км2. Наиболее крупные ледники расположены на северных склонах. Это ледник Берга длиной до 8 км и ледник Джамбула длиной 5,5 км. Юго-западная часть бассейна охватывает среднегорную и предгорную зоны с абсолютными отметками 1300-2000 м.

Река Кора вытекает с ледников Безсонова и Сапожникова Джунгарского Алатау на высоте около 2850 м. Основное питание реки – ледниковое, поэтому максимум расходов достигается к концу мая и паводок держится до конца июля. Расход в устье в это время достигает 50-70 м^3/с. Расход, начиная с середины апреля до середины сентября (межсезонье) значительно меньше и составляет 15-40 м^3/с и зависит от погодных условий. Питание реки за счет дождевых вод до 10 м^3/с в межсезонье и до 20 м^3/с летом.

По характеру рельефа река делится на три основных участка: участок – вытекающий прямо из-под ледников имеет протяженность около 25 км. Участки с деревьями встречаются только в самом конце, так же как и тропа. Среднее падение на этом отрезке около 28 м/км.

Средний участок – протяженность около 30 км, средний уклон не более 15 м/км. Зона – лесная. До 2010 г. по правому берегу проходила автотропа. В 2010 г. на многих участках она была размыта катастрофическим паводком. Сегодня она проходима как для автотранспорта так и для пешего передвижения. На этом участке расположены пасеки №№ 4-10 (некоторые заброшены). Все мосты уничтожены паводком 2010 г.

Нижний участок – от 4 пасеки до погранзаставы на окраине г. Текели. Протяженность – 14 км. Средний уклон – 30 м/км.

Последние 3-4 км река равнинная и течет в долине, в которой расположен г. Текели, сливаясь с р. Текели и р. Чиже образует р Каратал.

6.2.11. Геологическая характеристика района

Стратиграфия и литология

Рассматриваемая территория принадлежит северным отрогам Джунгарского хребта. В целом район имеет ступенчатое строение, отдельные скальные гряды разделены котловинами, выполненными терригенными осадками четвертичного возраста различного генезиса. В геологическом строении принимают участие скальные породы среднего силура, рыхлые и связные четвертичные образования.

Силурийская система (S_2)

Отложения этого возраста представлены различными петрографическими разностями диоритов: кварцевым диоритом; порфировидным микродиоритом и фильзитовым порфиром.

Кварцевый диорит (биотитово-роговообманковый диорит).

Стуктура – гипидиоморфнозернистая, кристаллическизернистая, равномернозернистая

Текстура – массивная

Состоит из плагиоклаза в количестве до 60-65%, роговой обманки вместе с биотитом до 25-30% и кварца. Кварцевый диорит характеризуется постоянным присутствием кварца в количестве до 6-10% и меньшим содержанием цветных минералов. Характерно повышенное содержание акцессорных минералов: апатита, магнетита, сфена, количество которых достигает 3%.

Порфировидный микродиорит (мелкозернистая жильная диоритовая порода).

Структура – микропризматически-зернистая, равномерно-микрозернистая.

Текстура массивная.

По составу типичный жильный диорит или малхит определяется как тонкозернистая, плотная серовато-зеленоватая или темно зеленовато-серая порода существенно состоящая из биотита, роговой обманки и плагиоклаза. В основной массе присутствует в незначительном количестве и кварц.

Фельзитовый порфир (эффузивная порода порфировой структуры).

Структура –микропорфировая с микрофельзитовой основной массой.

Текстура массивная.

Фельзит - афировый представитель нормальных риолитов. Отличается полным отсутствием фенокристаллов, различимых макроскопически, хотя содержит микропорфировые выделения, наблюдаемые под микроскопом в основной массе породы. По составу фельзитовый порфир определяется как тонкозернистая, плотная серовато-зеленоватая порода, состоящая из микропорфировых выделений щелочного полевого шпата очень редко плагиоклаза, к которым присоединяются немногочисленные выделения биотита. Основная масса микрофельзитовая представляющая собой явный скрытокристаллический агрегат неделимых зерен, отельные индивиды которого

различимы и представлены зернышками щелочного полевого шпата и кварца (присутствующего только в основной массе).

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения аллювиального, делювиального, коллювиального и пролювиального генезиса, современного возраста.

Современные аллювиальные отложения мы разделили по возрасту на нижнесовременные (aQ^1IV) и верхнесовременные (aQ^2IV). Верхнесовременные отложения слагают русло и пойму, а нижнесовременные первую надпойменную террасу. Разделение четвертичных отложений связано с разными условиями их накопления. Нижнесовременное время отлиалось более спокойным водным режимом. В это время накапливался горный аллювий, состоящий из галечника (50-60%), валунов (15-20%), гравия (примерно 10%) и песчаного заполнителя (10-20%) с редкими обломками, диаметром около метра. В верхнесовременное время в связи с резким потеплением, произошло таяние ледников, увеличение стока реки, увеличение энергии потока и, как следствие, активизация селевой деятельности. Обломочный материал накопленный в русле и пойме это практически валунник, где отдельные валуны достигают первых метров в поперечнике. В ущельных участках надпойменные отложения распространены фрагментарно, площади их распространения и мощности незначительны. На участках расширения мощность и площадь распространения резко возрастают до 20 и более метров.

Современные коллювиальные отложения (cQ_{IV}), распространены фрагментарно, на склонах крутизной $39\text{-}45^0$, ниже более крутых участков, сложенных скальными породами. Отложения (в местах опробований) представлены глыбами (62%) со щебнем (38%) практически без заполнителя, местами обломочный материал практически исключительно глыбового размера. Обычно мощность не превышает первых метров, в наиболее крупных осыпях может превышать 10 м.

Современные делювиальные отложения (dQ_{IV}) чехлом различной мощности перекрывают коренные отложения на относительно пологих участках склонов. Отложения представлены щебнем (43%) с глыбами (32%), дресвой (8%), песчаным заполнителем (10%) с примесью супесчано-суглинистого материала (5-7%). Мощность отложений обычно – первые метры, хотя на отдельных участках может превышать 10 м.

Современные пролювиальные отложения (pQ_{IV}). Отложения представлены щебнем (55%) с глыбами (11%), дресвой (18%), со сложным заполнителем (15-20%). Мощность отложений обычно 5 – 10 метров.

Характерной особенностью четвертичных отложений являются нечеткие границы между грунтами разного генезиса, поэтому на многих поперечниках и продольном разрезе границы между ними показаны как фациальные замещения.

Тектоника

Главным этапом, в результате которого сформировалась основная складчатая структура, является герцинский. Район входит в состав герцинской Джунгаро-Балхашской геосинклинали. В альпийский этап возникла современная сводово-блоковая структура Джунгарского Алатау. Основными структурами Джунгарского Алатау являются: Центрально-Джунгарский и Южно-Джунгарский антклинории; Северо-Джунгарский и Бороталинский синклинории.

Герцинские структуры имеют в целом субширотное направление и единый структурный план с каледонскими образованиями.

Северо-Джунгарский синклинорий, к которому принадлежит рассматриваемая территория, целиком состоит из складчатых структур позднегерцинского яруса, которые образованы непрерывной толщей от нижнего девона до низов среднего карбона включительно. Характерны широтные, реже северо-восточные линейные, симметричные складки с широким сводом. Крылья наклонены под углом 50-60°.

В строении Северо-Джунгарского синклинория принимают участие структуры более низких порядков. Конкретно участок основных сооружений принадлежит Тамчинской синклинали, ядерная часть которой ограничена разрывными нарушениями, сохранились лишь небольшие участки северного и южного крыльев.

К постгеосинклинальному структурному комплексу относится пологий свод Джунгарского Алатау и сопрягающаяся с ним котловина озера Балхаш. Обе эти крупные структуры являются образованиями альпийской эпохи тектогенеза.

Крупная сводовая структура в пределах Джунгарского Алатау хорошо фиксируется по участком выровненной поверхности, сохранившейся от размыва. Амплитуда свода около 4 км. Рассматриваемая территория принадлежит северному крылу. Оно сложено многочисленными широтными грабенами, вследствие чего Джунгарский Алатау имеет характерный ступенчатый облик.

В районе ПОП 7-9 проходит крупный разлом. На этом участке резко изменяется уклон реки. Непосредственно на участке разлома уклон составляет 54 м на 1 км. Вниз по течению уклон 30 м на 1 км, вверх по течению – 11 м на 1 км. Амплитуда смещения за современное время примерно 70 м. Учитывая, что современный рельеф сформировался в современное время, продолжительность которого 11 700 лет, скорость смещения по разлому составляет 6 мм в год.

Геоморфология

На рассматриваемой территории можно выделить два типа рельефа: эрозионный и аккумулятивный.

Эрозионный рельеф характеризуется крутыми склонами; относительные превышения колеблются в пределах 200-400 м. Долина реки имеет V-образный профиль. Боковые притоки расчленяют склоны на мелкие поперечные водоразделы, обычно имеющих характер скалистых гребней. Долина реки имеет крутые, часто отвесные склоны и широкое дно.

К аккумулятивному рельефу принадлежат участки с четко выраженной террасой, сложенной аллювиальными галечниками. Поверхность террасы относительно ровная, имеющая уклон вниз по течению реки и в сторону русла. Ширина террасы может достигать 100 и более метров.

6.2.12. Экзогенные геодинамические процессы

Разуплотнение скальных пород. Процесс происходит в зонах разгрузки естественных напряжений на откосах и склонах с образованием трещин бортового отпора (разгрузки), с расслоением пород по трещинам напластования и раскрытием тектонических трещин.

Процесс разуплотнения проявляется по всей описываемой территории как по склонам гор, так и по бортовым частям межгорных ложбин, долин временных водотоков и каньонов, формирующихся в условиях интенсивно-напряженного геодинамического режима.

Глубина зоны разуплотнения в скальных породах составляет практически 0 в дне долины и плавно возрастает к водоразделам.

Со временем, под влиянием гравитационных сил, трещины развиваются в зияющие рвы отседания горных пород, становятся причиной формирования осовов, обвалов и осыпей, различных по масштабу и интенсивности проявления.

Выветривание. Резко континентальный климат обуславливает развитие процессов физического (в особенности морозного) выветривания скальных пород. Наиболее активно проявляется этот процесс в породах полиминерального состава (гранитоидах), имеющие в своем составе минералы с различными коэффициентами теплового расширения и сжатия. Также большое влияние на интенсивность морозного и температурного выветривания оказывает сильная тектоническая раздробленность, расчлененность рельефа. В результате всех видов выветривания в толще скальных пород развивается зона или кора выветривания. Мощность ее зависит от абсолютной высоты, экспозиции склона, литологии пород.

Эрозионные процессы представлены преимущественно разрушающей деятельностью водных потоков как постоянных, так и временных.

Донная и боковая эрозия. Донная эрозия при обычном бытовом стоке практически не оказывает влияния на профиль речной долины, так как все без исключения горные реки имеют самоотмостку из крупнообломочного или глыбового материала, который оказывает стабилизирующее влияние на профиль долины и препятствует развитию донной эрозии. Боковая эрозия активно развита на участках излучин или с нагромождением глыб, которые оказывают влияние на направление струи. Внешними формами проявлений деформаций такого рода являются береговые ниши и разнообразные формы береговых обрушений, образующихся при размыве боковых конусов выноса.

В периоды прохождения паводков, вследствие повышения уровней и возрастания расходов реки, иногда в десятки раз, речной поток целиком заполняет все русло и разливается на пойму. Именно в периоды значительного подъема уровней, возрастания расходов и увеличения скоростей получает наибольшее развитие эрозия. И особенно та, при которой происходи резко поступательное разрушение берегов, углубление и разрушение дна. Особенно сильно проявляются эрозионные процессы во время прохождения селевых потоков.

Гравитационно-оползневые процессы. Эти процессы образуют сложный парагенез, включающий в себя обвалы, камнепады и оползни различных генетических типов. Все они относятся к вторичным склоновым деформациям, развивающимися на контакте геологической среды с различными внешними средами.

Камнепады. Камнепады формируются на крутых склонах, сложенных интенсивно трещиноватыми скальными и слабосцементированными крупнообломочными породами. После отделения от материнского склона обломочный материал перемещается к подножиям склонов, образуя шлейфы камнепадов, «каменные поля».

Осыпи. Осыпи, развивающиеся из трещин в кулуарах зон тектонического дробления, формируют одиночные шлейфы. В условиях, когда склон полностью представлен скальными породами, у его подножия может сформироваться целый шлейф осыпей, покрывающий до 2/3 поверхности склона. В описываемом районе осыпи, как правило, крупнообломочные – размеры глыб достигают 1,5-2,0 м в поперечнике и более. Верхняя часть осыпей сложена крупным щебнем с дресвяным заполнителем, нижняя практически глыбовым материалом. Подавляющее большинство осыпей правого берега стабилизировавшиеся.

Снежные лавины. В вертикальном профиле долины Лавины в бассейне р. Кора выделяется ряд существенно различных по внешнему облику и характеру влияния на лавинообразование геоморфологических поясов.

1-ый пояс высокогорного неглубокого и дробного расчленения рельефа 3000-3200 м;

2-ой пояс высокогорного крутосклонного глубоко расчлененного рельефа 2600-3200 м;

3-ий пояс среднегорный, крутосклонного глубоко расчлененного рельефа 1300-2600 м. В верхней половине этого пояса относительные превышения достигают 800-1000 м, долины глубокие V-образные. Преобладают крутые (более 300), преимущественно задернованные и дробно расчлененные склоны.

Скальные обнажения приурочены главным образом к приводораздельным участкам. Это область распространения наиболее крупных лавинных очагов. В нижней половине пояса глубина расчленения уменьшается до 400-300 м и склоны приобретают более плавные очертания, однако и здесь преобладают удобные для лавинообразования поверхности.

4-ый пояс – низкогорного (1100-1500) неглубокого и дробного расчленения рельефа характеризуется преобладанием плавных очертаний и морфологических переходов, а так же сравнительно небольшой протяженностью склонов. По условиям рельефа здесь формируются относительно небольшие лавины, преимущественно типа осовов.

Наиболее благоприятен для лавинообразования крутосклонный рельеф среднегорного пояса (участок расположения основных сооружений ГЭС-3). Благодаря большой протяженности склонов здесь формируются особенно мощные лавины, объем их может измеряться десятками и сотнями тысяч м^3.



Рис. 6.7. Остатки крупной лавины перекрывшей дорогу.

Сели. Селевая деятельность интенсивно проявляется в долине реки Кора по основному руслу и практически всем притокам от входа в ущелье и на протяжении 35 км вверх по долине.

Возникновению селевых потоков способствует наличие рыхлообломочного материала, ливневый характер осадков, ежегодные значительные снегозапасы и активная снежно-лавинная деятельность.

Синоптическая обстановка, предшествующая формированию селей, характеризуется вторжением холодных влажно неустойчивых воздушных масс с северо-запада и реже с севера. При встрече их с сильно нагретыми массами тропического воздуха, температура которых достигает 20-25 град., происходит выпадение обильных осадков. Обычно до прохождения селевого потока выпадает 40-50 мм осадков, а в сумме с осадками в день формирования селевого потока составляет 80-120 мм.

Наличие больших уклонов обеспечивает быстрое продвижение паводковой волны по руслам притоков, а огромное наличие рыхлообломочного материала (в руслах, пойме, дне долины и склонов) вовлекающегося в поток приводит к формированию селевых потоков по всем притокам и вынос их в главную реку, где они обычно распластываются и уносятся рекой. При наличии бурного снеготаяния и выпадения осадков ливневого характера имеет место образование селевых потоков, которые совмещаясь со значительным водным стоком реки создают по реке Кора водокаменные селевые потоки начительной мощности до 120-150 м³/сек.

Местоположение пристанционной площадки выбрана таким образом, а главное в надпойменной части русла реки, чтобы образовавшиеся сели проходили транзитом по

реке Кора (за счет больших уклонов по реке Кора), не затрагивая территорию пристанционной площадки.

Наиболее мощные сели зафиксированы по реке Кора в 1958, 1959, 1960, 1968, 1969, 1973, 1982, 1983, 1997, 2010 гг.

Последствия разрушительной деятельности селя 2010 г. приведены на рисунках 6.8 и 6.9. Кроме того, река поменяла русло и от левого берега сместилась к правому. На отрезке от устья до 4-ой пасеки (примерно 10 км) автомобильная тропа, проходящая по правому берегу была смыта на нескольких участках.



Рисунок 6.8 – Старый разрушенный мост (в настоящее время восстановлен)



Рисунок 6.9 – Бывший мост к пасеке №3

Выше по реке имеются моренные озера высокогорной зоны бассейна реки Кора по генезису относятся к термокарстовым. Схема расположения ледников и озер в верховьях реки Кора показано на рисунке 6.10.

Схема расположения моренных озер и ледников в верховьях бассейна р.Кора

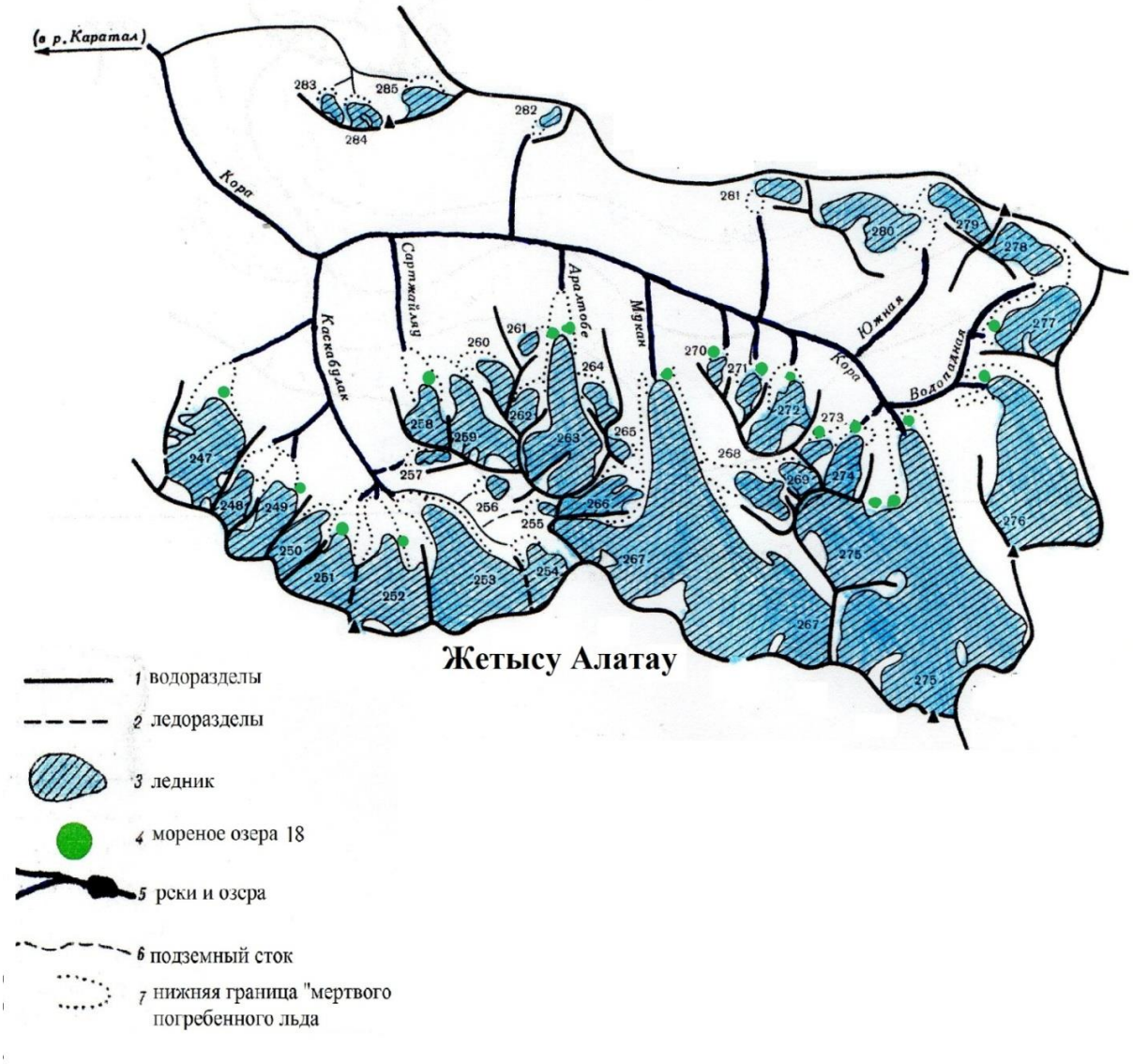


Рисунок 6.10.

6.2.13. Гидрогеологические условия

На рассматриваемой территории выделяются грунтовый водоносный горизонт в современных аллювиальных отложениях и воды спорадического распространения в зоне открытой трещиноватости скальных пород.

Грунтовые воды в современных аллювиальных отложениях приурочены к отложениям поймы и первой надпойменной террасы. Водовмещающие отложения – галечники с валунами, гравием и песчаным заполнителем.

Уровень грунтовых вод контролируется уровнем воды в реке и, в зависимости от гипсометрического положения, колеблется от 0 (в пойме реки) до 10 м на надпойменных террасах.

По степени минерализации подземные воды пресные и ультрапресные, величина сухого остатка в грунтовом водоносном горизонте и в реке Кора около 0,1 г/дм^3, по типу минерализации гидрокарбонатные натриево-магниевые. Формула Курлова следующая:

$$0{,}1\frac{HCO_3 75 SO_4 20 Cl 5}{Mg 60 (K+Na) 28 Ca 12}$$

Питание водоносного горизонта происходит за счет фильтрации из реки в период паводка и, в значительно меньшей степени, за счет перетока из скальных пород.

Зону открытой трещиноватости скальных пород можно считать зоной транзита грунтовых вод, так как из-за значительной энергии рельефа, формирование сколько-нибудь значительных водопроявлений в ней невозможно. Формирование маломощного, слабопроницаемого, спорадически распространенного водоносного горизонта возможно только в днище долины, на отметках близких к отметкам поверхностных вод.

6.2.14. Инженерно-геологические условия

Параметры мелкой трещиноватости скального массива

В скальном массиве установлены четыре системы трещин. Основные характеристики выделенных систем трещин приведены в таблицах 6.9 и 6.10. Пространственное положение систем трещин иллюстрируется диаграммами мелкой трещиноватости (рис. 6.11 и 6.12).

Таблица 6.9

№№ системы	Азимут падения, градус	Угол падения, градус	Средняя длина трещин, см.
I (пологая)	0-360	0-40	36 (10*-200)
II (диагональная)	15-80	50-80	51 (10*-350**)
III (диагональная)	190-270	50-80	47 (10*-350)
IV (вертикальная)	110-175; 290-335	65-90	34 (10*-175)

Примечание: * - 10 см минимальная классификационная длина мелкой трещины.

Таблица 6.10 - Распределение типа заполнителя зон дробления мелких трещин

Тип заполнителя.						
На поверхности %%				В массиве %%		
Брекчия	Перетертый материал	Сомкнутые	Зияние	Брекчия	Перетертый материал	Сомкнутые
9	5	38	48	9	5	86

Примечание:
- сомкнутые – трещины имеющие ширину менее 0,1 мм;
- допущено, что в сохранном массиве отсутствуют зияющие трещины.

Породы слабо трещиноваты, тектонический фон спокойный, подавляющее количество трещин сомкнутые, либо без заполнителя, раскрытые вследствие выветривания. Скальные грунты служащие основанием проектируемых сооружений, находятся в зоне выветривания.

В среднем по массиву характеристики трещиноватости следующие:

- средний размер ребра блока (В) – 12 см;
- пустотность линейная ($П_л$) – 0,65 %;
- средняя ширина трещин 0,7 мм.

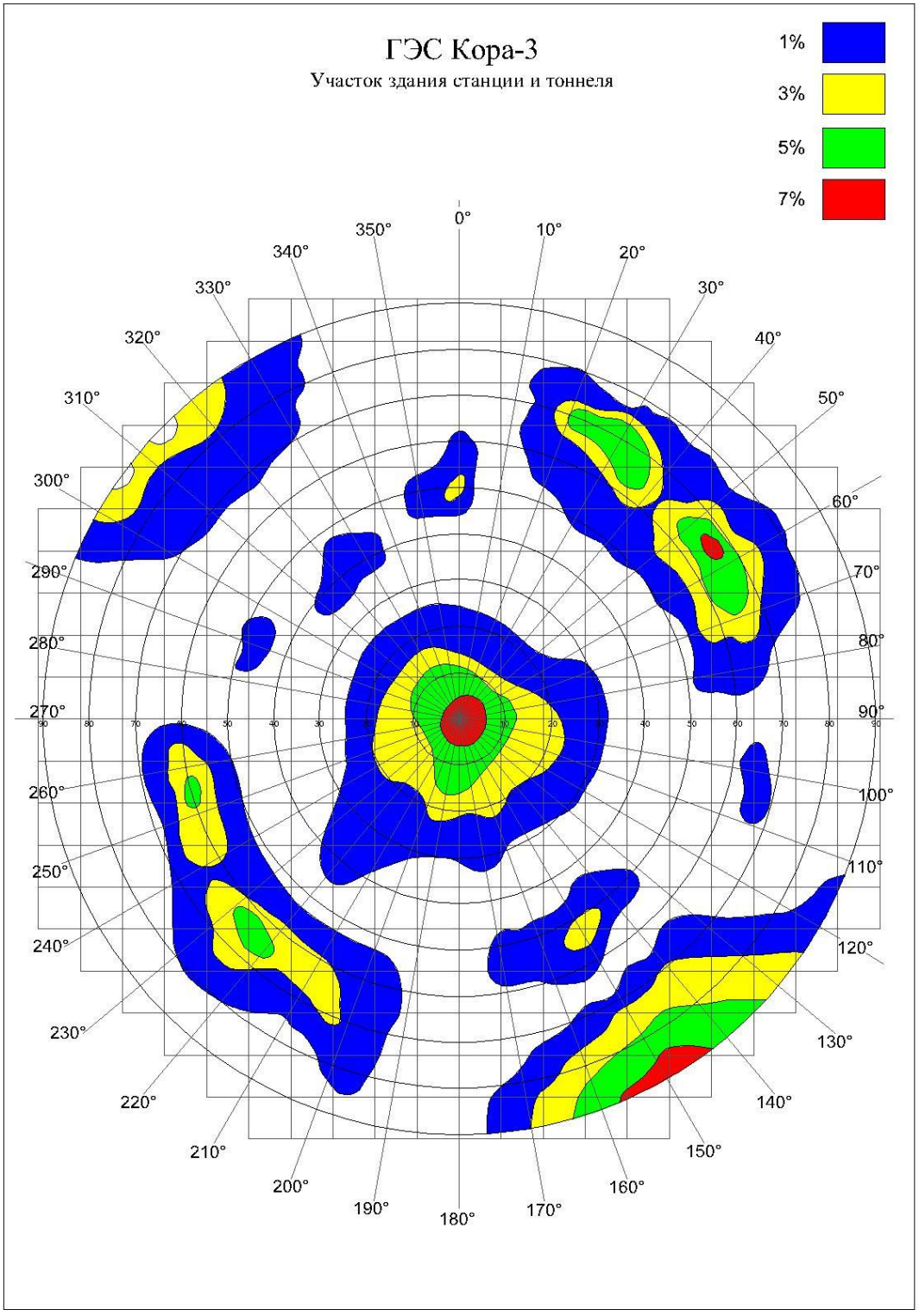


Рисунок 6.11 - Диаграмма мелкой трещиноватости. Участок туннеля и здания станции.

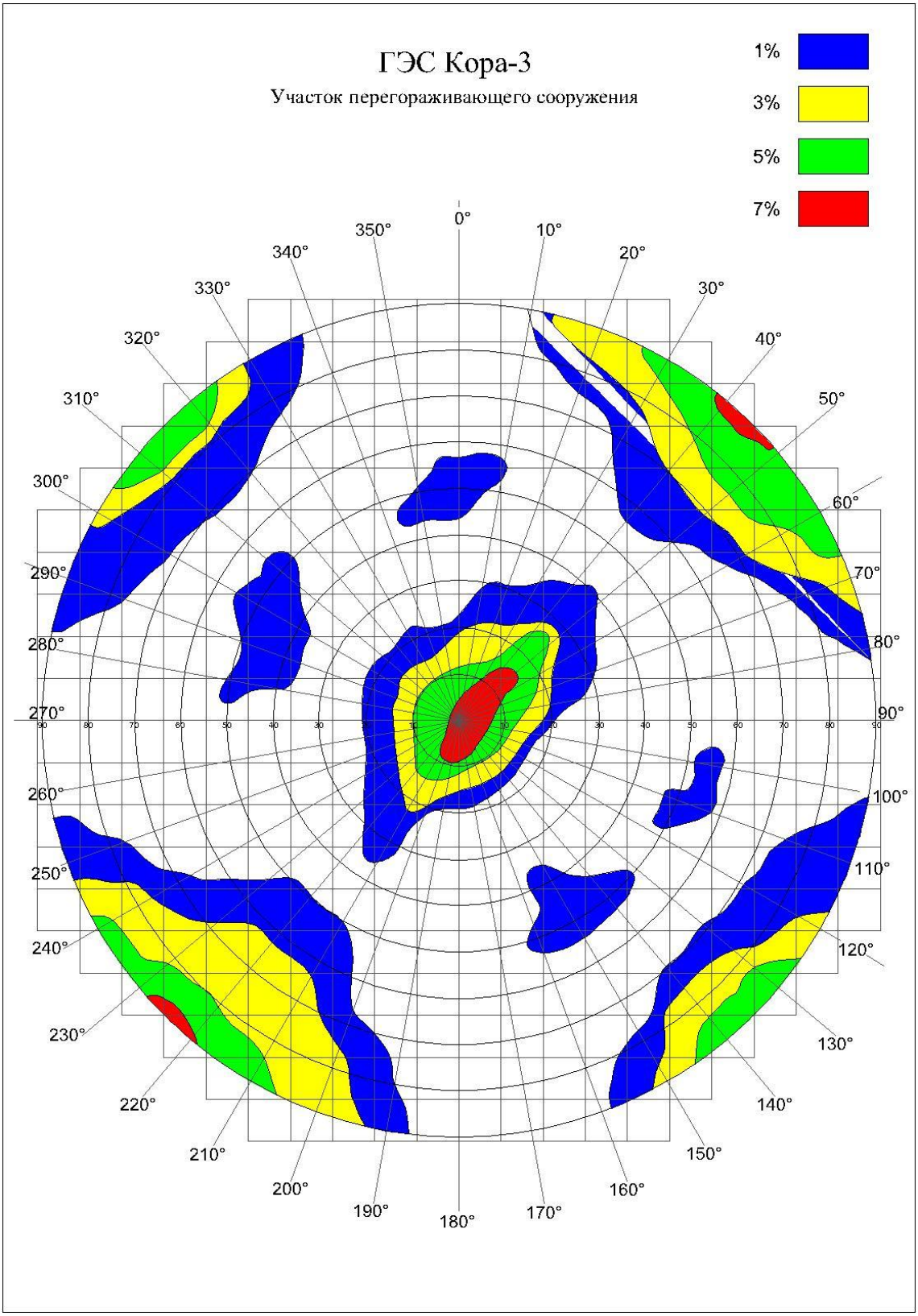


Рисунок 6.12 - Диаграмма мелкой трещиноватости. Участок перегораживающего сооружения.

Инженерно-геологические характеристики

- Основанием или вмещающими грунтами будут служить 5 инженерно-геологических элементов:
- ИГЭ - 1 – верхнесовременные аллювиальные отложения русла и поймы (aQ^2_{IV});
- ИГЭ – 2 – современные делювиальные (dQ_{IV});
- ИГЭ – 3 - современные техногенные грунты (tQ_{IV});
- ИГЭ – 4 - нижнесовременные аллювиальные отложения надпойменной террасы (aQ^1_{IV});
- ИГЭ – 5 - среднесилурийские интрузивные отложения. Кварцевый диорит, порфировидный микродиорит, фильзитовый порфир (γS_2).

ИГЭ - 1 – верхнесовременные аллювиальные отложения русла и поймы, представлены галечником (53%) с валунами (15%), гравием (14%) и песчаным заполнителем (18%). Полулогарифмический график гранулометрического состава представлен на рисунке 6.13. Инженерно-геологические характеристики приведены в таблице 6.11.

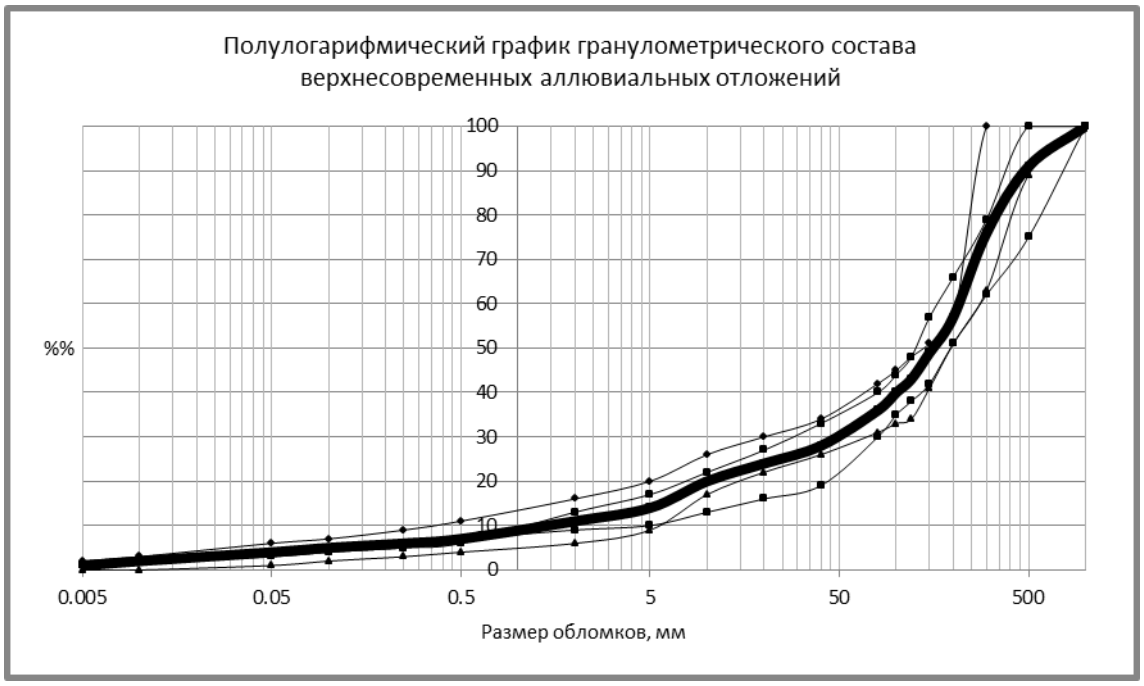


Рис. 6.13. Полулогарифмический график гранулометрического состава ИГЭ-1. Жирная линия соответствует осредненному гранулометрическому составу.

Таблица 6.11.

Показатели свойств	Значение
Плотность частиц грунта, ρ_s, г/см^3	2,68
Плотность естественного сложения, ρ, г/см^3	2,072
Плотность сухого грунта, ρ_d, г/см^3	1,84
Влажность природная, ***W***, д.е.	0,127
Коэффициент пористости, ***e***, д.е.	0,441
Коэффициент водонасыщения, S_r, д.е.	0,772
Сцепление, С, МПа	0,002
Угол внутреннего трения, φ, град	43^0
Коэффициент угла внутреннего трения, $tg\ \varphi$, д.е.	0,93
Модуль деформации, ***E***, МПа	50

Расчетное сопротивление, R_o, МПа	0,6
Коэффициент фильтрации в естественном состоянии $K_ф$, м/сут.	11,9-65,4

Степень коррозионной активности к углеродистой стали от низкой до средней.
Группы грунтов по трудности разработки определены в соответствии с СН РК 8.02-05-2002 г., сб. 1 (Земляные работы), табл. 1-1: 6д.

ИГЭ – 2 – современные делювиальные отложения. Щебень (43%) с глыбами (32%), дресвой (8%), с песчаным заполнителем с примесью супесчано-суглинистого материала (5-7%). Полулогарифмический график гранулометрического состава приведен на рисунке 6.14. Инженерно-геологические характеристики приведены в таблице 6.12.

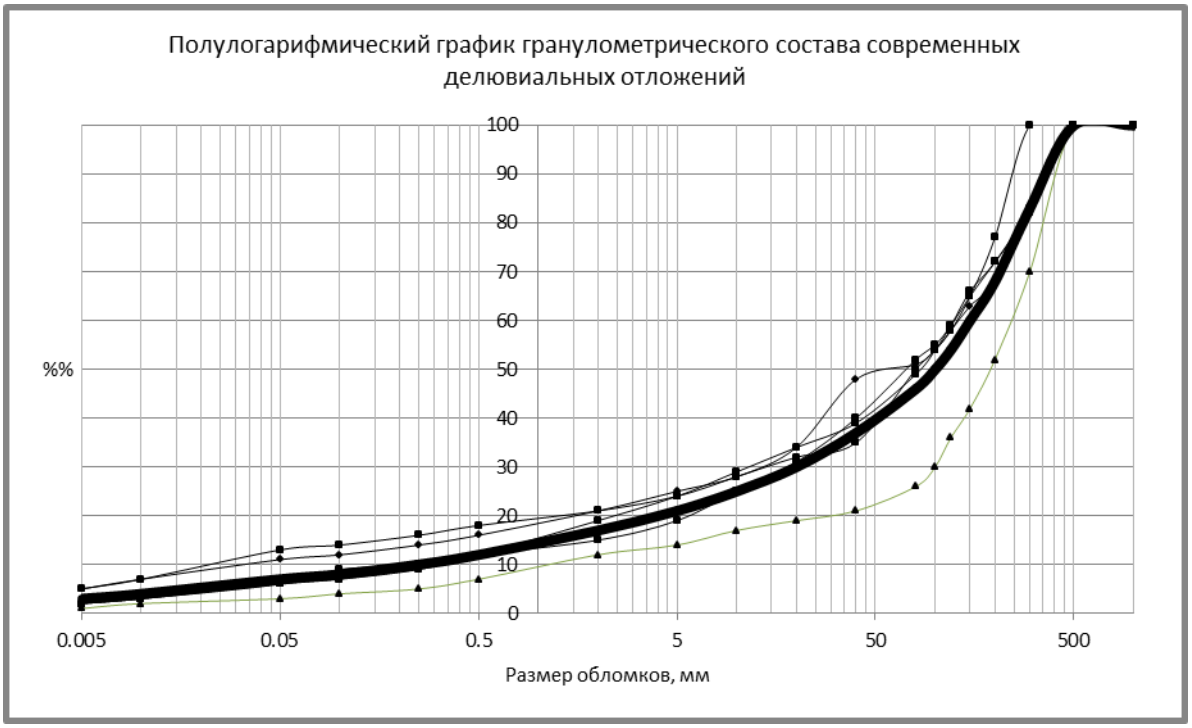


Рис. 6.14. Полулогарифмический график гранулометрического состава современных делювиальных отложений ИГЭ-2. Жирная линия соответствует осредненному гранулометрическому составу.

Таблица 6.12

Показатели свойств	Значение
Плотность частиц грунта, ρ_s, г/см^3	2,68
Плотность естественного сложения, ρ, г/см^3	2,32
Плотность сухого грунта, ρ_d, г/см^3	2,17
Влажность природная, W, д.е.	0,07
Коэффициент пористости, e, д.е.	0,24
Коэффициент водонасыщения, S_r, д.е.	0,82
Сцепление, С, МПа	0,002
Угол внутреннего трения, φ, град	430
Коэффициент угла внутреннего трения, $tg\ \varphi$, д.е.	0,93
Модуль деформации, E, МПа	50
Расчетное сопротивление, R_o, МПа	0,6
Коэффициент фильтрации в естественном состоянии $K_ф$, м/сут.	16,3

Степень коррозионной активности к углеродистой и низколегированной стали от средней до высокой. Коррозионная активность грунта по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабелей – от низкой до средней. По отношению к бетонам из любых марок грунт неагрессивен.

Группа грунта по трудности разработки определена в соответствии с СН РК 8.02-05-2002 г., сб. 1 (Земляные работы), табл. 1-1: 6д.

ИГЭ-3 – современные техногенные грунты. Техногенным грунтом сложено основание автотропы на отдельных участках. Отличительная особенность автотропы – она практически нигде не врезалась в склон. Основанием автотропы являлась насыпь, в которую вручную был уложен глыбовый материал. Дорожное покрытие – утрамбованный крупнозернистый песок и мелкая дресва. По механическому составу это на 100% глыбовый материал.

Ориентировочные инженерно-геологические характеристики приведены в таблице 6.13.

Таблица 6.13

Показатели свойств	Значение
Плотность естественного сложения, ρ_s, г/см^3	2,39
Плотность сухого грунта, $\rho_{d,}$, г/см^3	2,23
Влажность природная, W, д.е.	0,071
Угол естественного откоса под водой, град.	39,0
Коэффициент фильтрации, $K_ф$, м/сут.	>300
Расчетное сопротивление, R_o, МПа	0,6

Модуль деформации для грунта в естественном состоянии 50 МПа.

Группы грунтов по трудности разработки определены в соответствии с СН РК 8.02-05-2002 г., сб. 1 (Земляные работы), табл. 1-1: 6е.

ИГЭ – 4 – нижнесовременные аллювиальные отложения надпойменной террасы, представлены галечником (51%) с валунами (28%), гравием (6%) и песчаным заполнителем (15%). Полулогарифмический график гранулометрического состава представлен на рисунке 6.15. Инженерно-геологические характеристики приведены в таблице 6.14.

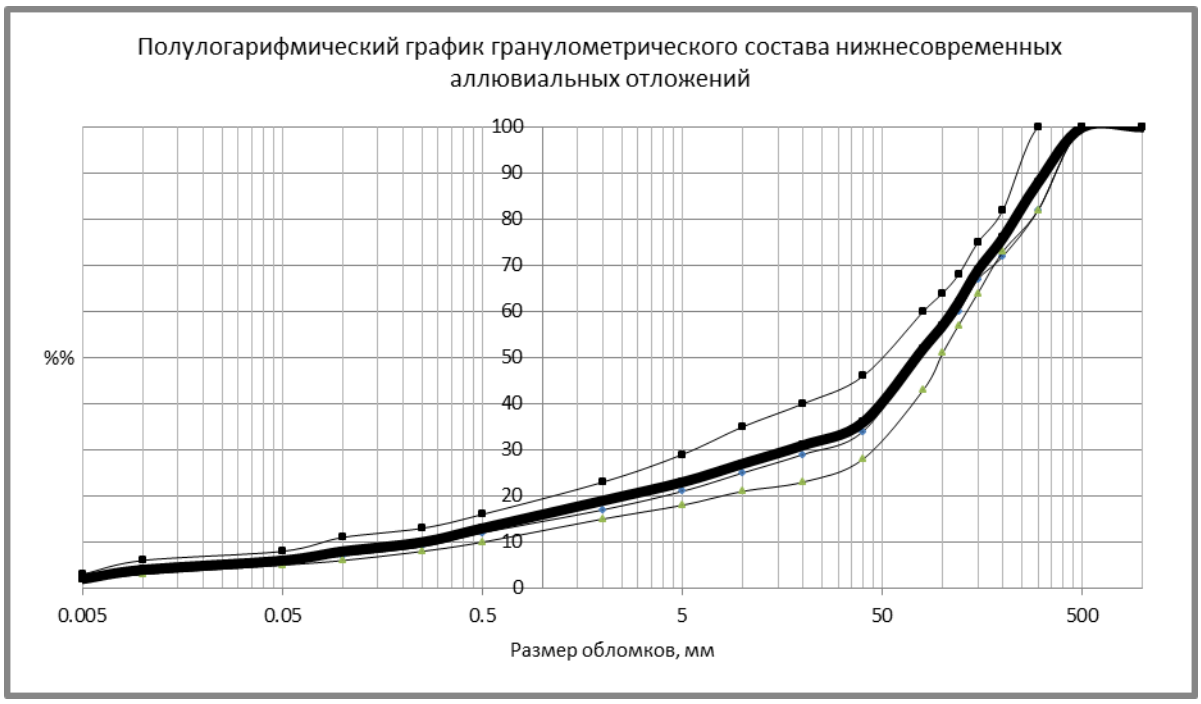


Рис. 6.15. Полулогарифмический график гранулометрического состава грунта ИГЭ-4.

Таблица 6.14

Показатели свойств	Значение
Плотность частиц грунта, ρ_s, г/см^3	2,68
Плотность естественного сложения, ρ, г/см^3	2,25
Плотность сухого грунта, ρ_d, г/см^3	2,13
Влажность природная, ***W***, д.е.	0,06
Коэффициент пористости, ***e***, д.е.	0,295
Коэффициент водонасыщения, S_r, д.е.	0,61
Сцепление, С, МПа	0,002
Угол внутреннего трения, φ, град	43^0
Коэффициент угла внутреннего трения, $tg\ \varphi$, д.е.	0,93
Модуль деформации, ***E***, МПа	50
Расчетное сопротивление, R_o, МПа	0,6
Коэффициент фильтрации в естественном состоянии $K_ф$, м/сут.	45,5

Степень коррозионной активности к углеродистой и низколегированной стали от низкой до средней. Коррозионная активность грунта по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабелей – средняя.

По отношению к бетонам из любых марок грунт неагрессивен.

Группы грунтов по трудности разработки определены в соответствии с СН РК8.02-05-2002 г., сб. 1 (Земляные работы), табл. 1-1: 6д.

ИГЭ–5 – среднесилурийские интрузивные отложения. Кварцевый диорит, порфировидный микродиорит, фильзитовый порфир. Инженерно-геологические свойства грунта приведены в таблице 6.15.

Таблица 6.15

Инженерно-геологическая зона	Мощность зоны, м.	Параметры мелкой трещиноватости			Инженерно-геологические свойства														
					В образце						В массиве								
		Пустотность, %%.	Ширина трещин, мм.	Средний размер ребра блока, см.	Плотность грунта, г\см^3.	Плотность сухого грунта, г\см^3.	Предел прочности на одноосное сжатие в естественном состоянии, МПа.	Предел прочности на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии, МПа.	Коэффициент размягчения	Сцепление в образце, МПа.	Коэффициент крепости по Протодьяконову.	Коэффициент крепости в массиве	Скорость распространения продольных волн, км\с.	Модуль упругости, МПа.	Модуль деформации, МПа.	Коэффициент Пуассона.	Коэффициент удельного упругого отпора, МПа\м.	Сцепление в массиве, МПа.	Коэффициент внутреннего трения в массиве.
I	10-20	0,65	0,7	12	2,86	2,82	72,0	57,0	0,79	8	6,0 3-11	5 5-9	1,55	5570	400	0,28	4400	0,1	0,95

Группы грунтов по трудности разработки определены в соответствии с СН РК 8.02-05-2012 г, сб. 3 (Буровзрывные работы), табл. 3-1: 18в.

6.2.15. Сейсмичность

В соответствии со СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических зонах» с изменениями и дополнениями по состоянию на 05.06.2019 г., рассматриваемая территория относится к территории, на которой возможно возникновение сейсмических воздействий силой 9 баллов с повторяемостью 1 раз в 475 лет. Пиковые ускорения грунта (в долях g) составят: 0,36 и 0,54 с повторяемостью, соответственно, 475 и 2475 лет. Тип грунтовых условий скальных и рыхлых обломочных четвертичных грунтов по сейсмическим свойствам – IБ.

6.2.16. Местные строительные материалы

Рыхлые обломочные грунты могут быть получены из строительных выломок, как поверхностных, так и из туннелей. Прочностные характеристики обломочного материала соответствуют свойствам ИГЭ-5. Скальная выломка из туннеля представляет собой щебень (70-75%) с глыбами (20%), дресвой (5-10%) и практически без заполнителя.

Для пригрузки откосов или берегоукрепительных мероприятий могут быть использованы современные коллювиальные отложения.

6.2.17. Выводы и рекомендации

Практически повсеместно, основанием проектируемых сооружений будут служить рыхлые обломочные четвертичные грунты различного генезиса, в основном аллювиального, пролювиального и коллювиального. Поверхность участка горная, склоны каньона имеют крутизну $40\text{-}50^0$ и более градусов.

В инженерно-геологическом строении основных сооружений, расположенных в ущельной части участвуют:

ИГЭ - 1 – верхнесовременные аллювиальные отложения русла и поймы (aQ^2_{IV});

ИГЭ – 2 – современные делювиальные (dQ_{IV});

ИГЭ – 3 - современные техногенные грунты (tQ_{IV});

ИГЭ – 4 - нижнесовременные аллювиальные отложения надпойменной террасы (aQ^1_{IV});

ИГЭ – 5 - среднесилурийские интрузивные отложения. Кварцевый диорит, порфировидный микродиорит, фильзитовый порфир (γS_2).

Для всех выделенных инженерно-геологических элементов определены инженерно-геологические характеристики, необходимые для проектирования.

Инженерно-геологические характеристики требуют уточнения на стадии рабочей документации.

Грунтовые воды приурочены к рыхлым аллювиальным отложениям и зоне открытой трещиноватости скальных пород, их режим полностью подчинен режиму поверхностных вод реки Кора.

6.3. Определение параметров ГЭС. Водно-энергетические расчеты

Проектируемая ГЭС деривационного типа, использует энергию существующего водотока с учетом природоохранных и санитарных попусков с реки.

Исходные данные:

- топографическая съемка района строительства;
- гидрологический ряд наблюдений по реке Кора;
- требования по обеспечению природоохранных и санитарных попусков;
- вариант компоновки ГЭС при отм. НПУ на перегораживающем сооружении 1445,0м;
- горизонты воды в нижнем бьефе ГЭС в створе сопряжения отводящего канала с руслом реки по кривой Q=f(H);
- потери напора в напорной деривации dH=f(Q).

Мощность ГЭС определялась по зависимости $N=9,81*\eta_т*\eta_г*Q*H$, где:
Q- расход, $м^3/с$;
H – Напор нетто, с учётом потерь напора в водоподводящем тракте ГЭС

При определении параметров ГЭС рассмотрены 2 варианта компоновки ГЭС, с расчетом водно-энергетических и стоимостных параметров. В результате технико- экономического сравнения выбран вариант 2 – вариант ГЭС с напорной деривацией, с отметкой НПУ 1445,0 м.

Значения расходов по реке Кора для водно-энергетических расчетов приняты, из приведенных в гидрологическом разделе, по таблицам внутригодовому распределению стока реки 50 и 90% обеспеченностям. В расчет приняты месячные расходы 50% обеспеченности, в связи с тенденцией мирового потепления окружающей среды исключением явились два маловодных зимних месяца – январь, февраль, которые соответствуют году 90% обеспеченности.

Параметры ГЭС рассчитаны в соответствие с выбранной компоновкой основных сооружений, с учетом природоохранных и санитарных попусков с реки.

Ниже на рисунке 6.16 показана кривая нижнего бьефа, на рисунке 6.17 графики потерь напора, необходимые для определения параметров ГЭС. Водно-энергетические расчеты по рекомендуемому варианту представлены в таблице 6.16.

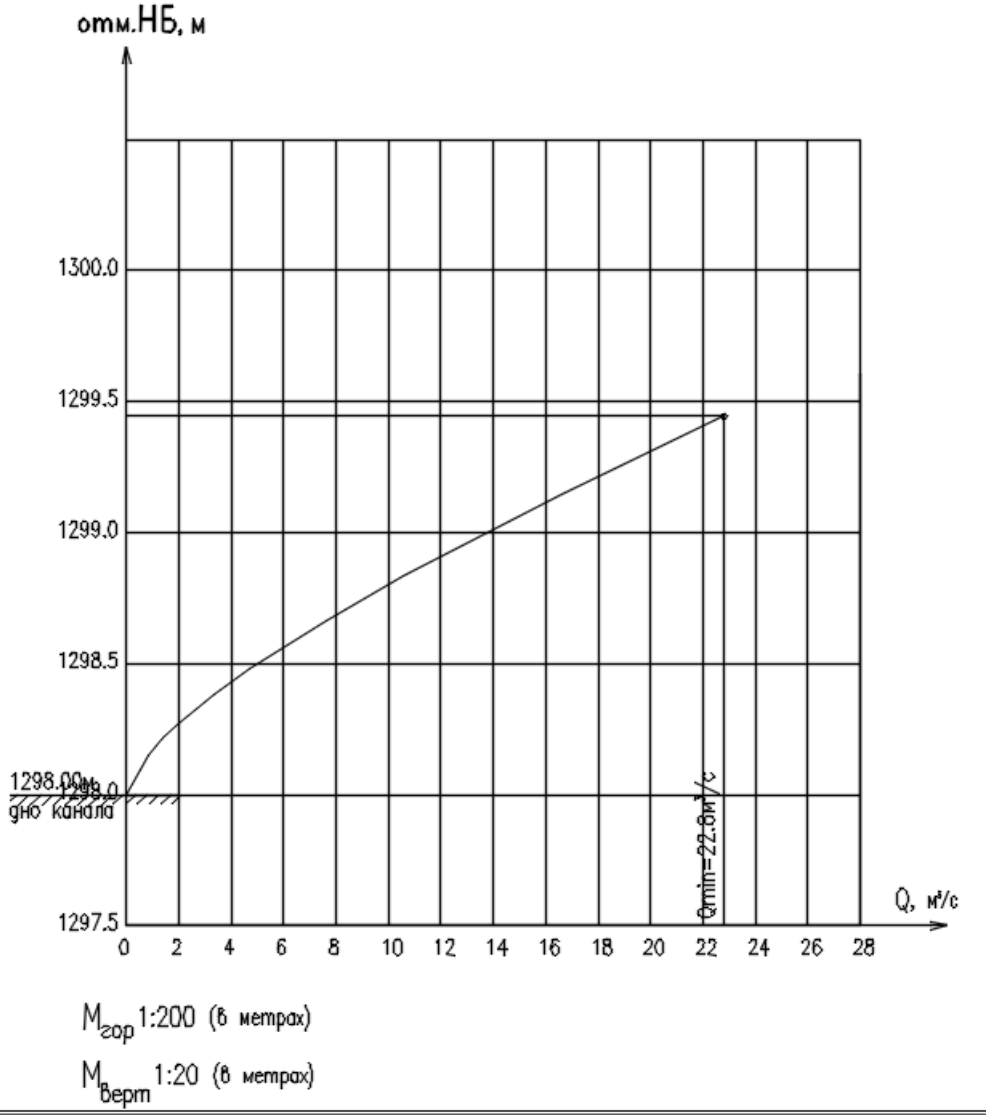


Рис 6.16. Кривая зависимости уровня воды в нижнем бьефе ГЭС от расходов воды

Рисунок 6.17 – Потери напора в зависимости от расходов воды

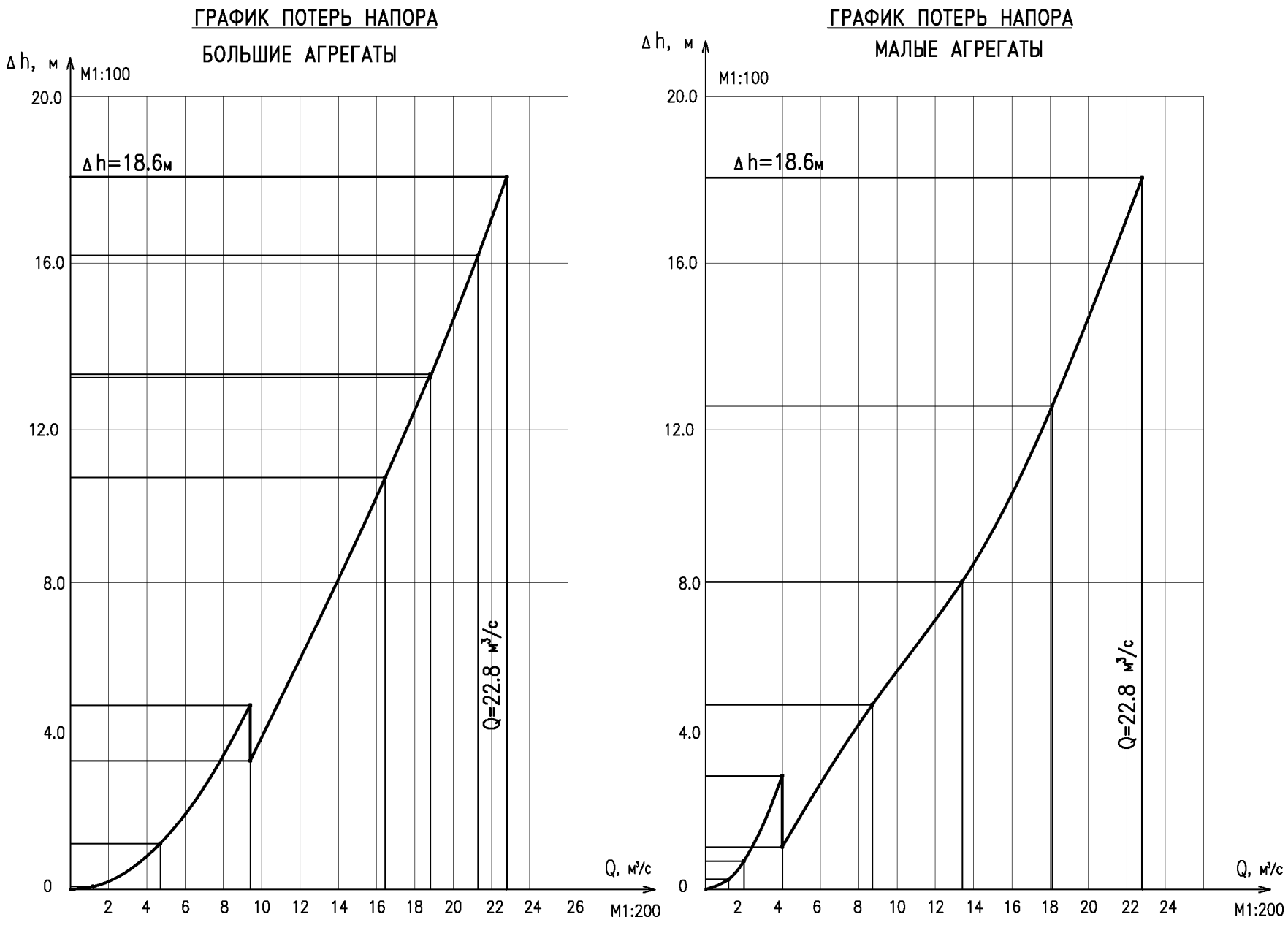


Таблица 6.17 – Водноэнергетические расчеты по рекомендуемому варианту

Наименование	Месяцы												Итого по году
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	
Ср.многолетн. расход Q, м3/сек (с учетом расходов отбора на ирригационные и хозяйственно-питьевые нужды)	2,12	2,02	3,28	7,31	15,26	32,19	32,57	22,76	8,19	4,53	3,92	3,10	**11,44**
Расходы года 95%-ной обеспеченности в период половодья, м3/сек						12,52	13,02	6,61					
Природоохранные и санитарные попуски (75% от расходов года 95% обеспеченности в период половодья, 10% от среднемноголетнего расхода в остальные месяцы), м3/сек	0,21	0,20	0,33	0,73	1,53	9,39	9,77	4,96	0,82	0,45	0,39	0,31	**2,42**
Расчетные расходы ГЭС, $м^3$/сек	1,91	1,81	2,95	6,57	13,73	22,80	22,80	17,80	7,37	4,08	3,53	2,79	
Сумма расхода на все агрегаты	1,91	1,81	2,95	6,57	13,73	22,80	22,80	17,80	7,37	4,00	3,53	2,79	
Остаток расхода	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	
Расход большого агрегата №1	0,00	0,00	0,00	6,57	6,87	9,40	9,40	8,90	7,37	0,00	0,00	0,00	
Процент обеспеченности агрегата	0,00	0,00	0,00	0,70	0,73	1,00	1,00	0,95	0,78	0,00	0,00	0,00	
Расход большого агрегата №2	0,00	0,00	0,00	0,00	6,87	9,40	9,40	8,90	0,00	0,00	0,00	0,00	
Процент обеспеченности агрегата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	1,00	1,00	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	
Расход малого агрегата №1	1,91	1,81	2,95	0,00	0,00	4,00	4,00	0,00	0,00	4,00	3,53	2,79	
Процент обеспеченности агрегата	0,48	0,45	0,74	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,88	0,70	
Отметка верхнего бьефа (плотина), м	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	
Отметка нижнего бьефа, м	1 298,3	1 298,3	1 298,4	1 298,6	1 299,0	1 299,4	1 299,4	1 299,2	1 298,7	1 298,4	1 298,4	1 298,3	
Статический напор, м	146,7	146,7	146,7	146,4	146,0	145,6	145,6	145,8	146,4	146,6	146,6	146,7	
Потери напора 1 агр	0,0	0,0	0,0	1,9	6,9	18,6	18,6	11,7	2,4	0,0	0,0	0,0	
Потери напора 2 агр	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	18,6	18,6	11,7	0,0	0,0	0,0	0,0	
Потери напора 3 агр	0,4	0,4	0,9	0,0	0,0	18,6	18,6	0,0	0,0	1,7	1,3	0,8	
Расчетный напор 1 агр, м	0,0	0,0	0,0	144,5	139,1	127,0	127,0	134,1	144,0	0,0	0,0	0,0	
Расчетный напор 2 агр, м	0,0	0,0	0,0	0,0	139,1	127,0	127,0	134,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Расчетный напор 3 агр, м	146,3	146,4	145,7	0,0	0,0	127,0	127,0	0,0	0,0	144,9	145,3	145,8	
КПД большой турбины №1	0,000	0,000	0,000	0,924	0,934	0,941	0,941	0,947	0,940	0,000	0,000	0,000	
КПД большого генератора №1	0,000	0,000	0,000	0,975	0,975	0,976	0,976	0,976	0,976	0,000	0,000	0,000	
КПД большой турбины №2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,934	0,941	0,941	0,947	0,000	0,000	0,000	0,000	
КПД большого генератора №2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,975	0,976	0,976	0,976	0,000	0,000	0,000	0,000	
КПД малой турбины №1	0,868	0,868	0,929	0,000	0,000	0,938	0,938	0,000	0,000	0,938	0,940	0,921	
КПД малого генератора №1	0,961	0,961	0,969	0,000	0,000	0,969	0,969	0,000	0,000	0,969	0,970	0,968	
Мощность ГЭС, кВт	2 285	2 166	3 795	8 388	17 053	26 032	26 032	21 652	9 547	5 167	4 587	3 555	
1 агр	0	0	0	8 388	8 526	10 751	10 751	10 826	9 547	0	0	0	
2 агр	0	0	0	0	8 526	10 751	10 751	10 826	0	0	0	0	
3 агр	2 285	2 166	3 795	0	0	4 529	4 529	0	0	5 167	4 587	3 555	
Выработка ГЭС, млн. кВт.час	1,70	1,46	2,82	6,04	12,69	18,74	19,37	16,11	6,87	3,84	3,30	2,64	**95,59**

Обосновывающие расчеты попусков выполнены в соответствии с ИВН 33-5.1.07-87 «Методические указания о составе, содержании, порядка разработки, согласования, утверждения и уточнения комплексного использования и охраны водных ресурсов» (ММиВХ СССР, Москва 1987г.), на основании гидрологического обоснования проекта.
При расчете объемов природоохранного попуска принят расчетный год 95%-ной обеспеченности с учетом его внутригодового распределения. Из расходных характеристик реки видно, что полноводный период составляет 3 месяца – июнь, июль и август. Расходы половодья этих трех месяцев составляют соответственно: 12,52 м^3/сек, 13,02 м^3/сек, 6,62 м^3/сек., что соответствует следующим объемам соответственно: 32,5 млн.м^3, 34,9 млн.м^3, 17,7 млн.м^3. Общий объем периода половодья составляет 85,1 млн.м^3. Требуемый объем попусков составляет: 85,1х0,75=63,8 млн.м^3, что соответствует принятым в расчетах значениям.
Расходы природоохранных и санитарных попусков с января по май и с сентября по декабрь составляют от 0,2 м^3/сек до 1,53 м^3/сек (10%-ов от среднемесячных расходов реки).

Исходя из проведенных расчетов, приняты следующие параметры ГЭС-3 на реке Кора:

№	Наименование	Ед. изм.	Показатели
1	Установленная мощность	МВт	26,0
2	Среднемноголетняя выработка электроэнергии	млн. кВтч	95,6
3	Число агрегатов	шт.	3 (2х10,75МВт + 1х4,5МВт)
4	Расчетный расход	м^3/сек	22,8
5	Расчетный напор	м	127
6	Число часов использования	часы	3672

7. Типы и компоновка основных сооружений ГЭС

7.1. Основные положения проектирования и исходные данные

При разработке компоновки и конструкции основных сооружений гидроузла приняты следующие основные положения и исходные данные:

- Проект разработан в соответствии с заданием на проектирование, утвержденным ТОО «Коринская ГЭС-2»;
- Местоположение - Республика Казахстан, Алматинская область, Ескельдинсий район;
- Назначение - энергетическое использование попусков реки;
- Для определения параметров ГЭС выполнены комплексные инженерные изыскания (топография, гидрология, геология);
- Режим работы ГЭС - по водотоку, с учетом природоохранных и санитарных попусков реки;
- Тип ГЭС – деривационный с напорной деривацией;
- Отметки горизонтов воды верхнего и нижнего бьефов - по кривым Q = f (H);
- Сейсмичность района строительства ГЭС - 9 баллов;
- Количество агрегатов – 3 (2+1);
- Класс сооружений согласно СП РК 3.04-101-2013 «Гидротехнические сооружения» - следует относить к III-му классу;
- Уровень ответственности – технически сложный объект I (повышенного) уровня ответственности.

Характерные напоры:

- Максимальный статический напор (брутто) – 147,0 м.
- Максимальный рабочий напор на турбине (Нмакс) – 146,5 м.
- Расчётный напор ГЭС (по мощности) (Нрасч) – 127 м.
- Минимальный рабочий напор (Нмин) – 127 м.
- Расходы воды через турбины: при расчётном напоре и номинальной мощности агрегата на генераторе большого агрегата 10750 кВт – 9,4 м^3/с; при расчётном напоре и номинальной мощности агрегата на генераторе малого агрегата 4500 кВт – 4,0 м^3/с;

7.2. Выбор типа, компоновки и конструкции основных сооружений ГЭС

В гидроэнергетическом строительстве имеются три основные схемы создания сосредоточенного напора ГЭС: плотинная, когда напор создается плотиной; деривационная схема, когда напор создается преимущественно посредством деривации, осуществляемой в виде канала, туннеля или трубопровода; плотинно-деривационная схема, когда напор создается и плотиной и деривацией.

Исходя из топографических, инженерно-геологических и инженерно-гидрологических условий района строительства, при наличии больших уклонов реки и по условиям неподтопления ценных земельных угодий лесного хозяйства, в проекте рассмотрены только варианты компоновки с деривационной ГЭС.

Рассмотрены 2 варианта компоновки деривационной ГЭС:

- вариант 1 – вариант ГЭС с напорной деривацией и с отметкой НПУ на водозаборе ГЭС 1449,0м и отметкой НБ здания станции 1322,0м, с зоной затопления 10,6 га;
- вариант 2 – вариант ГЭС с напорной деривацией и с отметкой НПУ на водозаборе ГЭС 1445,0м и отметкой НБ здания станции 1298,0 м, с зоной затопления 2,6 га;

В обоих вариантах, по топографическим и инженерно-геологическим условиям, рассматривалась правобережная прокладка трассы напорной деривации.
По результатам выполненных вариантных конструктивно-компоновочных проработок и на основании технико-экономического сравнения рассмотренных вариантов выбран вариант 2 из условия минимизации зоны затопления, создаваемого перегораживающим сооружением и определен следующий состав основных сооружений ГЭС:

1) Головной узел в составе:
- перегораживающее сооружение (плотина) высотой 15,7 м;
- водохранилище;
- строительно-эксплуатационный водосброс длиной 103,2 м;
- глубинный водосброс длиной 35,3м;
- водозаборное сооружение (с рыбозащитным устройством);
- отстойник однокамерный длиной 106,2 м;
- напорный бассейн с водоприемником и промывным каналом;
- рыбопропускное сооружение;

2) Водоподводящий тракт в составе:
- напорный водовод длиной 2750,0 м (в том числе туннельный участок длиной 200,0 м);
- развилка из четырех металлических труб;

3) Станционный узел в составе:
- здание станции на установку трех (2+1) агрегатов с сопрягающим участком;
- отводящий канал длиной 158,9 м.

Такая компоновка водноэнергетических и водохозяйственных объектов гарантированно обеспечивает нормальные условия работы агрегатов ГЭС.

7.3. Генеральный план объекта

Площадка ГЭС расположена на территории Ескельдинского района Алматинской области и охватывает территорию от перегораживающего сооружения (плотины) до отводящего канала здания станции. Длина трассы деривации – 2,77 км.
Внешний подъезд к площадке строительства осуществляется по автомобильной дороге Талдыкорган-Текели с твердым покрытием. Далее проезд к основным сооружениям ГЭС осуществляется по существующим автомобильным дорогам V категории.

На генеральном плане размещены:
- основные сооружения ГЭС, в том числе сооружения пристанционной площадки;
- внешнеподъездные существующие автодороги и существующая ВЛ-10кВ.

Решение генплана обеспечивает необходимые технологические и транспортные взаимосвязи, наибольшую компактность, зонирование, удобство эксплуатации. Ко всем сооружениям гидроузла предусмотрены противопожарные проезды.

Ситуационный план выполнен с учетом границ отвода земельного участка, согласно акту землепользования и составляет 7,4 га.

Отведенный участок разделен на две части, которые разделяются тоннелем. В первый участок входит зона затопления, перегораживающий узел и напорная деривация до тоннеля, во второй участок входит напорная деривация после тоннеля с пристанционной площадкой с площадкой ОРУ в том числе.

Технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование.	Площадь		
		Ед. изм.	Количество	%
1	Площадь отвода земельного участка, в том числе :	га	7.4	100
	- площадка ОРУ (выданная отдельным проектом)	м²	2700.00	3.65
	- участок размещения пристанционной площадки и участок	м²	19040.0	25.73
	размещения напорного водовода после тоннеля			
	- участок зоны затопления, перегораживающего сооружения,	м²	52260.0	70.62
	участок размещения напорного водовода до тоннеля			

7.4. Основные сооружения ГЭС

С целью сокращения длины подводящих и отводящих трактов ГЭС все сооружения максимально приближены в плане к сооружениям пристанционной площадки, но так, чтобы при их возведении не нарушать работу существующих сооружений.

Высотное положение сооружений ГЭС определилось из условий компактного размещением основных сооружений, инженерно-геологическим условиям и посадкой агрегатов.

Гидравлические и статические расчеты водосбросных и водопропускных сооружений приведены в Приложении 3.

7.4.1. Головной узел

Головной узел состоит из: перегораживающего сооружения (плотины), строительно-эксплуатационного водосброса глубинного водосброса, водозаборного сооружения (с рыбозащитным устройством), однокамерного отстойника, напорного бассейна с водоприемником и промывным каналом, а также рыбопропускного сооружения.

Перегораживающее сооружение (плотина)

Перегораживающее сооружение (плотина) возводится для создания и поддержания напора перед водозаборным сооружением ГЭС, а также для обеспечения пропуска в нижний бьеф необходимых расходов, в том числе и паводковых, сброса льда, шуги, сора и промыва наносов. Перегораживающее сооружение классифицируется как бетонная гравитационная, водосливная плотина. Класс сооружения – III.

Основанием перегораживающего сооружения являются современные делювиальные отложения – щебень с глыбами, дресвой и песчаным заполнителем. Мощность делювиальных отложений в створе плотины – до 10 м. Основание плотины – полускальное.

Преимущества бетонной плотины по сравнению с грунтовой плотиной на выбранном створе очевидны:

- инженерно-геологические условия створного участка позволяют устройство бетонной плотины;
- обеспечивается рациональная компоновка гидроузла, с компактным расположением основных сооружений;
- водопропускные и водосбросные сооружения размещаются в теле плотины;
- высокая скорость возведения по сравнению с вариантом ГЭС с грунтовой плотиной;
- надежность и безопасность конструкции.

Профиль плотины имеет треугольное очертание с вертикальной напорной гранью. Заложение низовой грани принято 1:0,8.

Планово-высотные параметры плотины определились из: инженерно-геологических и топо-геодезических условий створа плотины, и результатами водно-энергетических расчетов.

Максимальная высота плотины – 15,7 м, высота переливной части плотины – 10,6 м. Отметка гребня плотины (глухой части) – 1448,7 м, отметка гребня плотины (переливной части) – 1445,0 м, отметка низа основания – 1432,98 м.

Длина плотины по гребню – 84,47 м.

Перегораживающее сооружение состоит из: береговых глухих частей (устоев) и центральной водосливной части.

Водосливная часть плотины предназначена для пропуска из водохранилища в нижний бьеф паводковых расходов при заданных расчетных уровнях в верхнем бьефе, пропуска шуги, льда и других плавающих тел.

Водосброс, в соответствии п.5.4.1. МСН 3.04-01-05 "Гидротехнические сооружения. Основные положения", а так же п.4.4.1 СП РК 3.04-101-2013 «Гидротехнические сооружения»., рассчитан на пропуск расчетного поверочного максимального расхода 0,5%-ной обеспеченности Q=273м^3/сек.

Водосброс представляет собой водослив практического профиля с отметкой порога 1445,0м. Водослив имеет пролет шириной 30,0 м. На низовой наклонной грани водосброс ограничен с обеих сторон стенками высотой 2,0 м (по нормали к поверхности), предохраняющими бортовые примыкания плотины от размыва сбросным потоком воды. Водосброс заканчивается водобойным колодцем с рисбермой, обеспечивающим гашение энергии потока. Водосливная поверхность водосброса выполняется из кавитационно-стойкого бетона класса В25.

Тело плотины разрезано температурно-осадочными межсекционными швами, разделяющими переливную часть, длиной 30,0 м от глухих правобережной и левобережной секций, длина которых составляет, соответственно, 38,72 и 15,75 м.

С целью оптимизации стоимости работ при обеспечении надежности конструктивных элементов предусмотрена зональная укладка бетона:

Зона I – бетон класса В25 – наружные части плотины, в т.ч., верховая и низовая грани, основание плотины;

Зона II – железобетон класса В25 – водопропускные и водосбросные сооружения в теле плотины;

Зона III – железобетон класса В25 – водозаборное сооружение подвоящего тракта и рыбопропускное сооружение в теле плотины;

Зона IV – бутобетон класса В25, с использованием бута – внутренняя часть плотины, ограниченная зонами I, II и III.

В теле плотины располагаются водопропускные и водосбросные сооружения, описание которых приводится ниже.

Для понижения поверхности фильтрационного потока, предотвращения его выхода на склоне нижнего бьефа, ограничения механической суффозии и уменьшения потерь из водохранилища в теле и основании плотины предусмотрены противофильтрационные и дренажные мероприятия.

Противофильтрационная завеса перекрывает возможные сосредоточенные пути фильтрации и сокращает общий водоприток.

По подошве плотины предусматривается площадная укрепительная цементация на глубину до 3,0 м.

Строительно-эксплуатационный водосброс

Строительно-эксплуатационный водосброс предназначен для пропуска строительных расходов в строительный период и эксплуатационных расходов, совместно с водосливной частью плотины. Прочистка ложа водохранилища от отложившихся наносов, осевших непосредстенной близости к плотине, а также для обеспечения возможности опорожнения водохранилища.

Согласно п.4.4.7 СП РК 3.04-101-2013 «Гидротехнические сооружения» для временных гидротехнических сооружений III и IV класса ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды следует принимать, при сроке эксплуатации до 10 лет, - 10%, что составляет 124 м^3/сек.

Определяющим в назначении параметров СЭВ явилось обеспечение пропуска строительных расходов в меженный период, когда по реке идут максимально низкие напоры равные до Q=10 м^3/сек. В случае, отставания от графика строительства возведения плотины проектом организации строительства предусмотрено частичное возведение переливной части плотины, что вполне может пропустить максимальный расход строительного периода.

Местоположение – правобережное, проложен в теле плотины, далее - под насыпью.

СЭВ – водосброс глубинного типа, управление – с гребня плотины.

Режим работы: в строительный период – безнапорный, в эксплуатационный период – напорно-безнапорный.

Состав сооружений СЭВ:

- подводящая железобетонная труба с bxh=2,5x2,2м;
- железобетонная труба подковообразного сечения с bxh= 2,5x2,2м;
- концевое сооружение с носком-трамплином.

Подводящая труба обеспечивает пропуск строительных расходов периода межени – до 10 м^3/сек. Сечение трубы – прямоугольное, с шириной по дну 2,5 м и длиной 25,0м.

Входной оголовок железобетонной трубы обеспечивает плавный водозабор в СЭВ, сечение – прямоугольное. Длина участка железобетонной трубы составляет 66,08 м., в том числе участок в плотине – 12,08 м. Обделка – сборный железобетон класса В25 – Г-образные блоки.

Управление затворами выполняется с гребня плотины, где устанавливаются основной и аварийно-ремонтный затворы. На концевом сооружении с носком-трамплином выполняется гашение энергии потока расходов водосброса.

Общая длина СЭВ составляет 103,2 м.

Глубинный водосброс

Глубинный водосброс предназначен для пропуска эксплуатационных расходов, совместно с водосливной частью плотины. Прочистка ложа водохранилища от отложившихся наносов, осевших непосредстенной близости к плотине, а также для обеспечения возможности опорожнения водохранилища.

Местоположение – левобережное, проложен в теле плотины, далее - под насыпью.

Глубинный водосброс – водосброс глубинного типа, управление – с гребня плотины.

Режим работы: в эксплуатационный период – напорно-безнапорный.

Состав сооружений глубинного водосброса:

- железобетонная труба подковообразного сечения с bxh= 2,5x2,2м;
- концевое сооружение с носком-трамплином.

Длина участка железобетонной трубы составляет 49,55 м., в том числе участок в плотине – 13,5 м. Обделка – сборный железобетон класса В25 – Г-образные блоки.

Управление затворами выполняется с гребня плотины, где устанавливаются основной и аварийно-ремонтный затворы. На концевом сооружении с носком-трамплином выполняется гашение энергии потока расходов водосброса.

Общая длина глубинного водосброса составляет 61,64 м.

Строительная перемычка (верховая) служит для защиты строительной площадки от затопления в строительный период.

Отметка гребня верховой перемычки 1441,2 м определилась из условия превышения уровня воды в верхнем бьефе при пропуске расходов реки в меженный период.

Конструкция верховой перемычки представляет из себя: банкет из карьерного камня, с экраном из суглинка 0,5м в центре перемычки.

Переключение строительных расходов производится в следующем порядке:

возводится СЭВ на всю длину;

устраивается верховая перемычка, с перекрытием реки в межень.

Строительно-эксплуатационный водосброс и строительная перемычка обеспечивают пропуск строительных расходов в меженный период в обход строительных площадок (котлованов) и обеспечивают защиту последних от затопления. Пропуск паводковых расходов осуществляется через СЭВ и водосливную часть плотины. Ко времени пропуска паводковых расходов должны быть завершены следующие работы:

– водосливная часть плотины до отм.1445,00 м;

– левобережная и правобережная глухие секции (устои) до отм.1449,70 м;

– водобойный колодец с рисбермой.

Водозаборное сооружение ГЭС. Водозаборное сооружение ГЭС обеспечивает: бесперебойную подачу воды в соответствии с графиком нагрузки станции, а также возможность прекращения поступления воды из верхнего бьефа в водоводы в случае аварии, а также в случае осмотра или ремонта в подводящем тракте ГЭС. Водозаборное сооружение расположено в теле плотины и имеет одив вход для обеспечения подачи воды в канал-отстойник. Отметка порога - ∇1441,9м определилась уровнями НПУ и ФПУ, соответственно равными ∇1445,0м и ∇1447,0м. Водозабор рассчитан на пропуск расхода до 25 м^3/сек.

Очертание и параметры проточной части выбраны из условия обеспечения наиболее рационального гидравлического режима.

Для защиты от плавающих тел, льда и сора водозабор имеет в ложе водохранилища бонны. Для защиты от мусора, который смог обойти бонны, водозабор оборудован наклонной обогреваемой решеткой.

Вход водозабора оборудован основным и аварийно-ремонтным затвором и подъемными механизмами. Основной затвор служит для поддержания уровня НПУ в водоподводящем тракте, при расходах реки выше 25 м^3/сек.

Конструкция водозабора выполняется из железобетона класса В25. Размеры сечения в свету – 3,0х3,1 м.

Однокамерный отстойник предназначен для защиты деривационного тракта от наносов. Отстойник представляет собой однокамерный бассейн с аванкамерой со значительно увеличенными размерами, в который вода поступает через водозаборное сооружение. В пределах аванкамеры отстойника вода движется со значительно уменьшенными скоростями, что и приводит к осаждению в отстойнике тех фракций наносов, которые являются вредными для эксплуатации. Осевшие наносы удаляются периодически по мере накопления. В настоящем проекте, на основании гидравлических

расчетов отстойник подобран однокамерный, с промывными галереями в середине и в конце отстойника. Габариты камеры позволяют пропустить заданный расход воды 25 м^3/с. На левой стенке отстойника устроена переливная стенка на случай, при экстренном закрытии аварийного затвора водоподводящего тракта.

Напорный бассейн предназначен для сопряжения канала отстойника с напорным водоводом. В состав сооружений напорного бассейна входят: водоприемные устройства напорного деривационного водовода; продолжение устройства переливной стенки с отстойником с последующим сбросом воды в промывной канал на случай аварийного закрытия затвора. На начальном участке напорного бассейна установлены пазы для установки сороудерживающей решетки для защиты от попадания мусора в напорный водоподводящий тракт.

Отметки порогов канала и напорного бассейна назначены из условия обеспечения работы ГЭС при любых возможных режимах расходов реки.

Промывной канал устраивается перпендикулярно к напорному бассейну и предназначен для промыва камер отстойника, а также для сброса излишков воды при регулировании мощности и при аварийных сбросах нагрузок ГЭС. Оголовок промывника выполнен в виде водослива автоматического действия, т.е. при повышении уровня воды в напорной бассейне и отстойнике излишки воды сливаются в канал через переливную стенку. Канал промывник рассчитан на пропуск расходов до 25 м^3/сек, т.е. равен максимальному расчетному расходу деривации. Канал промывник в нижней части сопрягается с руслом реки.

Водоприемник располагается в напорной стенке напорного бассейна. Водоприемник служит для забора воды в напорный водовод. Водоприемник с отметкой порога 1440,60 м представляет собой двухпролетную башню высотой 6,7 м, выполненную, из железобетона класса В25. Проточная часть представляет собой 1 пролет шириной 2,8м. Толщина железобетона лотковой части 1,0 м, устоев – 1,2 м.

Участок сопряжения водоприемника с напорным водоводом выполнен квадратного сечения, где устанавливается быстропадающий аварийно-ремонтный затвор. Кроме этого, водоприемник оснащен подъемными механизмами к сороудерживающим решеткам, размещенными на отметке верха водоприемника.

В напорном бассейне предусмотрена переливная стенка, обеспечивающая выпуск воды, в нижний бьеф плотины при повышении уровня воды в напорном бассейне выше отметки НПУ.

Технико-экономические показатели (ТЭП)

№ п/п	Наименование.	Площадь		
		Ед. изм.	Количество	%
1	**Площадь участка в районе перегораживающего сооружения, в том числе :**	га	1.045	100
	- площадь застройки	м²	4512.00	43.18
	- площадь покрытия	м²	4260.0	40.77
	- крепление камнем	м²	1678.0	16.05

7.4.2. Водоподводящий тракт

Водоподводящий деривационный тракт состоит из: напорного водовода (включая туннельный участок) и развилки.

Напорный водовод выполнен в виде стеклопластиковой трубы длиной 2565,0 м в траншейной выемке с обратной засыпкой.

Способ прокладки подземный, в одну нитку. Труба – стеклопластиковая, диаметром 2,8 м, раструбная, с резиновыми уплотнительными кольцами.

Проектирование и прокладка труб выполняется по СН РК 4.01-22-2004 с непосредственным участием завода изготовителя. На ГЭС применены трубы раструбные DN2800 L=12м. MPa – до 2.4, SN 10000 со специальными резиновыми кольцами в два ряда. В начале и в конце напорного водовода, а также на участках поворота (у напорного бассейна, анкерных опор, переходные зоны тоннельного участка) устраивается демпфирующий участок из труб DN2800 L=3.0м MPa – до 2.4, SN 10000.

На участках поворота труб выполняются отводы из стали 09Г2С.

Защита напорного водовода от гидроудара осуществляется предохранительными клапанами, установленными на гидроагрегатах в здании станции ГЭС.

На всем протяжении труб устраивается песчаный подстилочный слой толщиной не менее 15 см. Засыпка труб производится на глубину 1.3 м (от верха) со строгим выполнением технологии засыпки.

Трасса проложена исходя из топографических условий, с переломами оси в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Откосы насыпи и канавы укреплены посевом трав.

Туннельный участок напорного водовода. Трасса туннельного участка напорного водовода выбрана из условия сокращения длины напорной деривации и обеспечения возможности прокладки трассы деривации на горном участке с крутыми откосами. Туннели, как правило, являются дорогими строительными сооружениями, вместе с тем и наиболее надежными в эксплуатации в отношении подвода воды к сооружениям ГЭС. Длина трассы туннельного участка напорной деривации – 200,0 м.

Массив пород, вмещающий туннель представляет из себя: кварцевый диорит, порфировидный микродиорит, фельзитовый порфир, с коэффициентом крепости по Протодьяконову -12, что позволяет при проходке применить арочно-бетонную крепь.

Туннельный участок напорной деривации выполняется корытообразного сечения, с временной крепью на время проходки. Далее укладываются стеклопластиковые трубы, и заполняется затрубное прострнство железобетонном класса В25. Туннель рассчитан на пропуск расхода 22,8 м^3/сек. Туннель запроектирован на работу в напорном режиме, как напорный водовод.

Сечение туннеля в свету диаметр 2,8м. Обделка туннеля – железобетонная, с противофильтрационным элементом из стеклопластиковой трубы.

Развилка для двух больших агрегатов диаметром - 1,6 м для 1 малого агрегата диаметром от 1,4 до 1,0м. Турбинные водоводы подводятся к агрегатам здания ГЭС в плане – фронтально. Конструктивно турбинные водоводы выполняются из сталежелезобетона и засыпаются обратной засыпкой.

7.4.3. Станционный узел

Здание станции деривационного типа запроектировано с полногабаритным верхним строением и рассчитано на установку трех гидроагрегатов общей мощностью 26000 кВт. Два гидроагрегата мощностью 10750 кВт каждый и один гидроагрегат мощностью 4500 кВт.

Показатели основного гидросилового и электрического оборудования даны на черт. № 005-14-1 л1.

Подземная часть здания станции запроектирована единым блоком и состоит из агрегатной зоны, монтажной площадки и пристройкой с размерами в плане:

- ширина (вдоль потока) - 24.25м
- длина (поперек потока) - 49.40м

- высота подводного массива от подошвы фундаментной плиты (отм. 1292.25 м) до отметки подъезда (отм. 1300.50 м) составляет 8,25 м. Эта высота определилась необходимым заглублением средней линии направляющего аппарата турбины под уровень воды в нижнем бьефе для обеспечения безкавитационной работы турбины.

Размеры агрегатной зоны определились из условия размещения основного гидросилового, электротехнического и механического оборудования.

Расстояние между большими агрегатами принято равным 13.0 м, а между большим и малым 11.2 м по условиям размещения гидроагрегатов на основании габаритов проточной части турбины, гидрогенератора, подводящего напорного трубопровода и размещения вспомогательного технологического оборудования.

Подвод воды к турбинам осуществляется из турбинных водоводов по металлическим спиральным камерам круглого сечения.

Отвод воды от турбин производится по отсасывающим трубам. Отсасывающая труба малого гидроагрегата на выходе имеет отверстие 3.2х4.62 м, больших гидроагрегатов 4.2х4.62 м, которые перекрываются плоскими скользящими односекционными затворами, обслуживаемые грузовой подвесной тележкой грузоподъемностью 2 х 5,0 тс, перемещаемой по монорельсовой эстакаде.

Машинный зал расположен на отм. 1295,59 м., которая ниже отметки монтажной площадки и отметки подъезда на 4.91 м. Внутренние размеры машинного зала назначены с учетом размещения и обслуживания оборудования, а также обеспечения необходимых проходов между ним и строительными конструкциями. Размер подводного массива в сторону нижнего бьефа определен габаритными размерами спиральной камеры, подколонной стены и установкой плоских затворов на выходе отводящих камер. В сторону верхнего бьефа - размещением гидроагрегата, дискового затвора, подколонной стены, а также устройством необходимых проходов.

Высота машзала от пола до отметки кранового рельса назначена из условия обеспечения рабочих операций по монтажу и ремонту гидросилового оборудования и силового трансформатора мостовым краном.

Монтаж и обслуживание оборудования, расположенного в машзале производится мостовым краном грузоподъемностью 32/5 т, имеющим пролет 12,5 м.

В машинном зале предусмотрено два отдельных выхода на планировочную отметку расположенные по торцам машзала. Соблюдение требований по охране окружающей среды обеспечено системой сбора и отвода замасленных стоков с последующей их откачкой в емкость на пристанционной площадке.

Помещение электротехнического оборудования расположено со стороны верхнего бьефа в пристройке на отм. 1300.50м.

Монтажная площадка длиной 7,98 м располагается в торце здания станции на одной отметке с отметкой подъезда (1300,50 м) Такое ее расположение продиктовано компоновочными решениями пристанционной площадки и автодороги для транспортирования оборудования. Въезд на монтажную площадку осуществляется с торца здания.

Габариты монтажной площадки обеспечивают размещение отдельных узлов одного гидроагрегата в период монтажа и ремонта, а также заезд автотранспорта для разгрузки.

Под монтажной площадкой на отм.1295.59 расположено помещение насосных осушения проточной части, откачки замасленных стоков и насосной пожаротушения. На отм. 1291.90 находятся колодцы для сбора замасленных стоков, а также для воды, поступающей при осушении проточной части гидротурбины.

Верхнее строение, образующее машинный зал с монтажной площадкой, представляет собой одноэтажное здание промышленного типа имеет габариты в плане

15,1х49,40 м и состоит из железобетонного каркаса и навесных панелей типа «сендвич».. Шаг колонн принят равным 6,0 м. Крыша - двускатная металлическая. Покрытие выполняется из трёхслойных металлических панелей типа «сендвич», укладываемых на прогоны поверх металлических ферм.

В здании станции предусмотрено устройство двух лестниц, расположенных по торцам здания станции, которые начинаются с нижних отметок и имеют выход выше отметки подъезда 1300,90 м. на 40 см.

Пристройка в верхнем бьефе представляет собой одноэтажное здание промышленного типа, отделенное от верхнего строения деформационным швом, запроектировано из металлического каркаса со стеновым заполнением из навесных панелей типа «сендвич». Крыша - односкатная металлическая. Покрытие выполняется из трёхслойных металлических панелей типа «сендвич», укладываемых на прогоны поверх металлических ферм.

Технические характеристики сооружения Здание станции			
N п/п	Вид характеристики	Ед. изм.	Кол-во
1	Кубатура нижнего строения (черт.005-14-2021-АС)	$м^3$	9883
2	Кубатура верхнего строения (черт.005-14-2021-АС)	$м^3$	10500

Конструктивные решения.

Подземная часть здания представляет собой единую массивную, монолитную железобетонную конструкцию, несущую верхнее строение, которая выполняются из бетона класса В15 и В25. Толщины конструктивных элементов приняты из условия обеспечения их прочности, надежности и водонепроницаемости.

Отводящий тракт служит для отвода воды, пропускаемой через агрегаты ГЭС и рассчитан на расход ГЭС – 22,8 $м^3$/сек. При этом, из условий неподтопляемости нижнего бьефа ГЭС, конструкция сооружений отводящего тракта рассчитана таким образом, что нет никакого влияния уровней воды в реке при пропуске паводкового расхода в размере 273 $м^3$/с.

В состав сооружений входят: сопрягающий участок и отводящий канал с делителем для ГЭС-2 на реке Кора.

Планово–высотное положение отводящего тракта принято из условий оптимального гидравлического сопряжения с уровнем нижнего бьефа при минимальных объемах строительно-монтажных работ.

Сопрягающий участок отводящего тракта

Сопрягающий участок запроектирован в виде канала прямоугольного сечения шириной 27,40 м, длиной 9,80 м. Отметка дна канала на участке сопряжения меняется от 1295,40 м до 1298,00 м. Водобойная плита запроектирована с уклоном 1:3. Конструкции сопрягающего участка выполнены из монолитного железобетона класса В15.

Конструктивно канал решен в виде железобетонной конструкции, состоящей из уголковых подпорных стен и донной плиты с устройством дренажа для снятия избыточного фильтрационного давления в период строительства и эксплуатации ГЭС

За бетонными конструкциями предусмотрен дренаж для снятия избыточного фильтрационного давления в период строительства и эксплуатации ГЭС при резком изменении режима ее работы. Конструктивно канал решен в виде доковой конструкции с неразрезным днищем, жестко соединенным со стенами.

Делитель предназначен для сопряжения ГЭС-3 с проектируемой ниже по течению перспективной ГЭС-2 на реке Кора. В делитель поступает отработанная вода с ГЭС-3 и подается либо в напорный бассейн ГЭС-2, либо по отводящему каналу спускается в русло реки Кора. Делитель выполнен из монолитного железобетона и имеет узел из двух затворов.

Положение затворов определяются эксплуатационной службой в зависимости от ситуации.

Отводящий канал запроектирован в виде канала прямоугольного сечения шириной по дну 3,2 м., высотой 1,9 м. Длина отводящего канала – 158,9 м.

ОРУ 110/10 кВ

Главные повышающие трансформаторы располагаются на площадке ОРУ.

Проект по ОРУ выполнен по отдельному проекту, на который имеется заключение госэкспертизы.

Компоновка ОРУ обусловлена конфигурацией площадки, а также целесообразностью расположения её вблизи здания станции и обеспечением нормального подъезда, а также возможностью прокатки трансформаторов на монтажную площадку здания станции, где должны производиться их ревизия и ремонт.

7.4.4. Архитектурно-планировочное решение гидроузла

Генеральный план пристанционной площадки

Разработанный генплан пристанционной площадки обеспечивает необходимые технологические, транспортные связи, компактность, а также удобство эксплуатации гидроузла и возможность отдыха персонала.

Отведенная территория пристанционной площадки 1,424 га. Благоустраиваемая территория пристанционной площадки составляет 1.424 га в пределах охранного металлического ограждения. Планировочная отметка площадки 1300,00. С двух сторон площадку образуют спланированные откосы с уклоном 1:1.5. С третьей стороны граница площадки проходит по берегу отводящего канала. Заезд на пристанционную площадку один со стороны существующей поселковой дороги.

Технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование.	Площадь		
		Ед. изм.	Количество	%
1	Площадь участка, в том числе :	га	1.424	100
	- площадь застройки	м²	2233.00	15.68
	- площадь озеленения	м²	4040.0	28.37
	- площадь покрытия	м²	6700.0	47.06
	- арыки	м²	210.0	1.48
	- неблагоустраиваемая территория	м²	1057	7.42
	- площадь озеленения (за пределами участка)	м²	690.0	-

Ведомость производственных зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование и обознчение	Этажность	Количество	Площадь, м²		Строительный объем, м³	
				застройки			
				здания	всего	зданий	всего
2	Здание станции ГЭС	1	1	1360	1360		10150
4	Площадка ОРУ 110/10 кв	----	----		2710		
1	Турбинный водовод	----	----	----	----		
5	Проходная	1	1	23	48		82
8	Затворный узел отводящего канала ГЭС Кора 3				35		
3	Отводящий канал	----	----	----	790		

А. Расположение зданий и сооружений.

На пристанционной площадке размещаются:
- здание ГЭС с отводящим каналом;
- проходная с биотуалетом;

Вокруг здания станции организован проезд шириной 8,0м. Расстояние до спланированных откосов 10,0м. От здания ГЭС до площадки ОРУ проложен кабельный канал. Основная внутриплощадочная дорога шириной 4,5м связывает все объекты ГЭС, обеспечивает подъезд трейлера к зданию станции.

Б. Благоустройство.

Вся территория ГЭС благоустроена, озеленена и освещена. Рядом с проходной и зданием станции предусмотрены зоны отдыха с парковыми скамьями.

Внутриплощадочная дорога с асфальтовым покрытием. В районе проходной и возле уборной покрытие из тротуарной плитки. Перед проходной организована стоянка для легкового и грузового транспорта.

Вдоль дорог предусмотрены обочины шириной 1,0 м. а так же в отдельных местах установлены бордюрные камни.

Вдоль отводящего канала со стороны пристанционной площадки, предусмотрены декоративные бетонные и металлические ограждения со встроенными парковыми светильниками.

Вдоль откосов с уклоном 1:15 проложены дренажные лотки. Откосы внутри площадки укреплены чимом или просто засеяны травой.

Территория пристанционной площадки огорожена охранным металлическим ограждением высотой 2,5 м.

Ворота на площадку металлические распашные.

Ведомость малых архитектурных форм

Поз.	Обозначение	Наименование		Кол-во	Примечание
1	2	3		4	5
а		Скамья, тип III	шт.	2	код 43-19 4092/1
б		Урна,тип 4	шт.	2	код 49-3 320-10
в		ОГ-1. Ограждение пристанционной площадки	шт./пм	105 / 316	инд. разработка
г		Вр-1. Ворота	шт./пм	1 / 4.5	инд. разработка
д		ОГ-2. Ограждение площадки ОРУ	шт./пм	70 / 212	инд. разработка
ж		Вр-2. Ворота	шт./пм	1 / 4.5	инд. разработка
з		Железобетонная труба Ø0.5м, L=8.0м	шт./пм	1 / 8.00	см.лист № 9
и		Арычные лотки, Б-3, L=2.0м	шт./пм	142 / 284	см.лист № 9

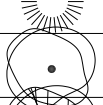
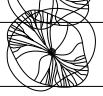
Ведомость проездов дорожек и площадок

№ п/п	Наименование	Тип	Площадь покрытия м²	Бордюр из бортового камня	
				Тип	Кол-во пм.
1	Асфальтобетоное покрытие	тип-1	3490.0	100x300x160	40.0
2	Гравийное покрытие	тип-2	3210.0		

В. Озеленение.

Пристанционная площадка и прилегающие к ней территории озеленены. В озеленении использованы деревья хвойных и лиственных пород, кустарники и различные сорта цветов. Вся территория между деревьями засеяна травой «райграс».

Ведомость элементов озеленения

N по плану	Наименование породы и вида насаждения	Обознач.	Возраст	Кол-во штук
1	Сосна крымская		h=1.5м	8
2	Вяз мелколистный		12-16лет	8
3	Дуб черешчатый		12-16лет	4
4	Ясень обыкновенный		6-11лет	6
5	Вьющийся декоративный виноград			120
6	Катальпа прекрасная		3 года	5
7	Сирень обыкновенная (сортовая)		Саж.станд.	8
8	Софора		5-6лет	7
9	Роза		Саж.станд.	30
10	Райграс		Газон	3800.0м2
11	Откосы благоустроенные			240м2
	засеянные травой			

Г. Освещение.

По всей территории гидроузла предусмотрено освещение основное и декоративное парковое. Основное освещение вдоль всех основных и подъездных дорог. Парковое в районе проходной и вдоль отводящего канала.

Архитектурные и объемно-планировочные решения

1. Здание станции

Архитектура здания станции затрагивает только верхнее строение машинного зала с пристройкой в верхнем бьефе, а также внутренние отделочные работы и интерьер.

Верхнее строение здания станции прямоугольное в плане, имеет размеры 48,3 х 20,7 м. Высота верхнего строения здания станции от пола до верха покрытия 10.5м. Здание выполнено в комплексных конструкциях. Каркас машзала – железобетонные колонны, стены - трехслойные панели типа «сендвич»

Пристройка одноэтажная, высотой 4,5м (до верха плит покрытия), выполнена в комплексных конструкциях. Каркас – металлические колонны, стены - трехслойные панели типа «сендвич».

Кровли у машзала и пристройки из трехслойных панелей типа «сендвич».

Водосток с крыши машзала и пристройки наружный организованный. В качестве водосточных труб использованы современные пластиковые трубы.

Заполнение оконных и дверных проемов – алюминиевые окна и двери типа «AKFA» с белыми переплетами и с тонированным наружным остеклением.

Ворота машзала 5х5 м секционные.

Наружные отделочные работы.

Цоколь - выравнивающий слой штукатурки из цементно-песчаного раствора М 100 t=20мм по насеченной поверхности бетона с затиркой, облицовка плиткой 300х300мм (или "рваным камнем") по прослойке из клея "Megamics" с расшивкой швов.

Стены и кровля из трехслойных панелей типа «сендвич».

Окраска металлоконструкций на фасаде, а так же пожарных лестниц, водосточных лотков и ограждений на кровле эмалью ПФ-115.

Цветовая окраска показана на чертежах 005-14-2021-АР.

Наружные отделочные работы		
1	Цоколь – Выравнивающий слой штукатурки из цементно–песчаного раствора М 100 т=20мм по насеченной поверхности бетона с затиркой	167.0м2
2	Цоколь – Облицовка плиткой 300х300мм (или ”рваным камнем”) по прослойке из клея ”Megamics” с расшивкой швов	167.0м2
3	Крыльца – Облицовка керамическойя неглазурованной плиткой 300х300 типа «гранит» по прослойке из цементно–песчаного р–ра М150	10.0м2
4	Окраска перил на кровле эмалью ПФ–115	16.0м2
5	Окраска водосточного желоба и креплений эмалью ПФ–115 под цвет панелей за 2 раза	280.0м2
6	Заводская окраска трехслойных панелей типа ”сендвич” с двух сторон	2050.0м2
7	Окраска водосточных труб Д=120мм (L=100м) и креплений эмалью ПФ–115 под цвет панелей за 2 раза	126.0м2
8	Дверные откосы – Высококачественная штукатурка с затиркой и шпатлевкой гладкая цем.–песч. р–ром М100 т=30мм	4.0м2
9	Окраска пожарных лестниц и креплений эмалью ПФ–115 под цвет панелей за 2 раза	650.0кг

Внутренние отделочные работы.

Внутренняя отделка:

Цоколь - выравнивающий слой штукатурки из цементно-песчаного раствора М 100 т=20мм по насеченной поверхности бетона с затиркой. Облицовка керамической плиткой по прослойке из клея *Megamics".

Стены - высококачественная штукатурка по сетке с затиркой и шпатлевкой цементно-песчаным р-ром М100 т=30мм, окраска кремне-органической фасадной краской.

Пол монтажной площадки – гранит толщиной 40мм, пол машинного зала и пристройки – керамогранитная плитка 600х600 типа «гранит» на цементно-песчаном растворе М 150.

Потолок в помещениях ниже отметки 1300,5 – штукатурка и окраска кремне-органической фасадной краской.

Материал перегородок – кирпич М75, ГОСТ 530-2012 «Кирпич и камень керамические».

Заполнение проемов		
1	Дверные блоки из алюминиевых прокатных профилей типа «Akfa»	28.0м2
2	Оконные блоки из алюминиевых прокатных профилей типа «Akfa»	195.0м2
3	Остекление оконных блоков стеклопакетами	195.0м2
4	Ворота 5 х 5	25.0м2

Полы						
1	Керамическая неглазурованная плитка 600х600 типа «гранит»	Машзал	Электрические помещения	Подземная часть		1002.0м2
2	Бетонные с железнением	–	–	Подземная часть		72.0м2
3	Гранитные	Монтажная площадка	–	–		110.0м2
4	Цементно–песчаный раствор М 150					1220.0м2
5	Облицовка керамической неглазурованной плиткой				В туалетах, душевой и в помещении ПРУ	38.0м2
6	Мелкозернистый бетон Кл. В15 (выравнивающий слой)					1220.0м2

Внутренние отделочные работы		
1	Колонны – Высококачественная штукатурка по насеченной поверхности бетона с затиркой и шпатлевкой гладкая цем.–песч. р–ром М100 m=30мм на всю высоту помещения	350.0м2
2	Балки – Высококачественная штукатурка по насеченной поверхности бетона с затиркой и шпатлевкой гладкая цем.–песч. р–ром М100 m=30мм	300.0м2
3	Кирпичные перегородки – Высококачественная штукатурка с затиркой и шпатлевкой гладкая цем.–песч. р–ром М100 m=30мм	480.0м2
4	Стены–Высококачественная штукатурка по сетке с затиркой и шпатлевкой цементно–песчаным р–ром М100 m=30мм	985.0м2
5	Стены – Улучшенная штукатурка по насеченной поверхности бетона с затиркой цем.–песч. р–ром М100 m=30мм	140.0м2
6	Стены – облицовка керамической глазурованной плиткой до подвесного потолка в туалетах и душевой и на всю высоту в помещении ПРУ	200.5м2
7	Подвесные потолки из водостойкого пластика в туалете и душевой	7.0м2
8	Потолки–Улучшенная штукатурка по насеченной поверхности бетона с затиркой цементно–песчаным р–ром М100 m=30мм	300.0м2
9	Колонны и балки верхнего строения здания станции – Окраска кремне–органической фасадной краской	1130.0м2
10	Стены и потолки подземной части здания станции – Окраска эмалью ПФ–115 матовая	1425.0м2
11	Лестницы – Облицовка ступеней керамической неглазурованной плиткой 300х300 типа «гранит» по прослойке из цементно–песчаного р–ра М150	60.0м2
12	Цоколь – Выравнивающий слой штукатурки из цементно–песчаного раствора М 100 m=20мм по насеченной поверхности бетона с затиркой	167.0м2
13	Цоколь – Облицовка керамической плиткой по прослойке из клея *Megamics”	167.0м2
14	Окраска металлоконструкций верхнего строения эмалью ПФ–115	5350.0м2

2. Проходная

Здание одноэтажное прямоугольное в плане с размерами в осях 6.0х6.0м. Высота этажа 3.0м.

Фундаменты - монолитные ж/б ленточные из бетона кл.В15.

Наружные стены из кирпича М75 на растворе М50 комплексной конструкции. Толщина стен 380мм.

Покрытие из сборных ж/б многопустотных панелей

Перемычки монолитные железобетонные, бетон кл.В15.

Перегородки - армокирпичные толщиной 120 мм.

Крыша - чердачная, четырехскатная, деревянная с покрытием металлочерепицей.

Утеплитель - керамзитовый гравий с объемным весом 800кг/м3/.

Водосток наружный организованный.

Вокруг здания выполнена отмостка шириной 1000мм из бетона кл.В12.5, t=100, армированного дорожной сеткой.

Заполнение оконных и дверного проемов - алюминиевые окна и дверь типа «AKFA» с белыми переплетами и с тонированным наружным остеклением.

Антисейсмические мероприятия. Для обеспечения сейсмостойкости несущих конструкций и фундаментов соблюдены все условия СНиПа РК 2-03-30-2006.

Наружные отделочные работы.

Облицовка стен профильным листом (по типу сендвич панелей) по оцинкованному каркасу. Цвет белый.

Утеплитель типа ППЖ-200-500.500.50 ГОСТ 22950 (плиты минераловатные повышеной жесткости на синтетическом связующем) в пленке.

Цокольная часть здания – облицовка плиткой 300х300мм (или "рваным камнем") по прослойке из клея "Megamics" с расшивкой швов

Наружные отделочные работы		
1	Облицовка стен профильным листом (по типу сендвич панелей) по оцинкованному каркасу. Цвет белый Утеплитель типа ППЖ–200–500.500.50 ГОСТ 22950 (плиты минераловатные повышеной жесткости на синтетическом связующем) в пленке Оцикованный профиль для каркаса Пленка гидроизоляционная	50.0м2 50.0м2 250.0м 100.0м2
2	Оконтовка оконных и дверных проемов фасонным элементом	9.5м2
3	Выравнивающий слой штукатурки из цементно–песчаного раствора М 100 m=20мм по насеченной поверхности бетона с затиркой	12.0м2
4	Облицовка плиткой 300х300мм (или "рваным камнем") по прослойке из клея "Megamics" с расшивкой швов	12.0м2
5	Выравнивающий слой штукатурки из цементно–песчаного раствора М 100 m=20мм по внутренним стенам парапета	5.0м2
6	Оконные и дверные откосы – Высококачественная штукатурка с затиркой и шпатлевкой гладкая цем.–песч. р–ром М100 m=30мм	6.0м2
7	Полимерцементная окраска белого цвета оконных и дверных откосов	6.0м2

Внутренние отделочные работы.

Высококачественная штукатурка с последующей окраской водоэмульсионными красками светлых тонов.

Полы в здании и крыльцо из облицовочных плит на основе природного камня.

Потолок - высококачественная штукатурка, затирка и покраска водоэмульсионной краской белого цвета.

Внутренние отделочные работы		
1	Стены – Улучшенная штукатурка с затиркой гладкая цем.–песч. р–ром М100 m=30мм на всю высоту помещения	53.0м2
2	Стены – Окраска ПВА	53.0м2
3	Потолки–Затирка цементно–песчаным раствором М100 с расшивкой швов	22.2м2
4	Потолки – Окраска ПВА	22.2м2
5	Оконные и дверные откосы – Улучшенная штукатурка с затиркой гладкая цем.–песч. р–ром М100 m=30мм	8.3м2
6	Оконные и дверные откосы – Окраска кремне–органической фасадной краской	8.3м2

Полы (помещение и крыльцо)		
1	Керамическая неглазурованная плитка 300х300 типа «гранит»	35.5м2
2	Цементно–песчаный раствор М 150	35.5м2
3	Мелкозернистый бетон Кл. В15 (выравнивающий слой)	35.5м2

Заполнение проемов		
1	Дверной блок из алюминиевых прокатных профилей типа «Akfa»	3.0м2
2	Оконные блоки из алюминиевых прокатных профилей типа «Akfa»	5.0м2
3	Остекление оконных блоков стеклопакетами	5.2м2

Площадка ОРУ-110/10 кВ

Размеры площадки ОРУ-110 кВ по границам ограждения 40,0х60,0м. Площадь застройки подстанции 0,27 га.

Ограждение площадки металлическое высотой 2,0м на бетонном ленточном фундаменте шириной 300мм.

Металлическое ограждение окрашено эмалью ПФ-115 черного цвета.

Ленточный фундамент облицован "рваным камнем на цементно-песчаном растворе М 150.

Накопительная емкость для сброса канализационных стоков

Емкость подземная металлическая

Антисейсмические мероприятия. Для обеспечения сейсмостойкости несущих конструкций и фундаментов соблюдены все условия СНиПа РК 2-03-30-2006.

Технологические каналы

Все здания и сооружения пристанционной площадки соединены между собой технологическими каналами.

Каналы выполнены из монолитного железобетона класса В15. Сверху каналы перекрыты сборными железобетонными плитами. Верх каналов выступает над поверхностью земли на 200мм. Под дорогами проложены монолитные железобетонные блоки из бетона кл.В15, с заложенными в них металлическими трубами.

Нормативные нагрузки при расчёте строительных конструкций

При расчёте строительных конструкций приняты следующие значения нормативных нагрузок и их расчётные сочетания:

а) для основного сочетания:

- собственный вес конструкций (определяется по проектным данным);
- от веса стационарного технологического оборудования;
- нагрузка от мостового крана грузоподъёмностью 32/5;
- равномерно распределённая временная нагрузка (от 200 до 400кг/м2);
- снеговая нагрузка - 70,0кг/м2;
- ветровая нагрузка - 48,0кг/м2.

б) для особого сочетания:

- нагрузки от сейсмического воздействия (сейсмичность района и площадки строительства - 9 баллов).

Все нагрузки, перечисленные в п. а) применяются с соответствующими коэффициентами сочетания.

Расчетное обоснование конструкции здания ГЭС и сооружений пристанционной площадки

По зданию станции выполнены статические расчеты (Приложение 4).

Мероприятия по защите строительных конструкций от коррозии

Защита строительных конструкций от коррозии выполняется в соответствии со СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии». По степени воздействия на строительные конструкции среды разделяются на:

- не агрессивные;
- слабоагрессивные;
- среднеагрессивные;
- сильноагрессивные.

По физическому состоянию среды разделяются на газообразные, твердые и жидкие.

Степень агрессивности сред к бетонным и железобетонным сооружениям ГЭС:

- газооборазная – неагрессивна (см. таблицу 2 СН РК 2.01-01-2013);

- твердая (грунт) – неагрессивна (см. таблицу 3 СН РК 2.01-01-2013 и отчет по инженерной геологии);
- жидкая (вода) – слабоагрессивна (см. таблицу 5 СН РК 2.01-01-2013).

Защиту строительных конструкций следует осуществлять применением коррозионно-стойких, для данной среды материалов и выполнением конструктивных требований (первичная защита), нанесением на поверхности конструкций защитных материалов (вторичная защита). Для бетонных и железобетонных конструкций сооружений ГЭС применены следующие материалы: портландцемент М400; бетоны класса В 7,5, В15,В25; арматуры железобетона классов А-I, А-II, А-III. Сооружения выполнены нетрещиностойкими с величиной допустимого раскрытия трещин – не более 0,15мм. Водонепроницаемость бетона – не ниже W4.

Защита поверхностей бетонных конструкций предусмотрены: подземные (подводные) части сооружений, стальные закладные детали бетонных и железобетонных сооружений, гидроизоляция полов – выполняется окрасочная гидроизоляция, с нанесением лакокрасочных покрытый и покрытый на битумной основе.

Степень агрессивности сред к металлическим конструкциям ГЭС:

- атмосферного воздуха – неагрессивна внутри помещения, слабоагрессивна на открытом воздухе (см. таблицы 24, 25 СН РК 2.01-01-2013);
- жидкая (вода) – среднеагрессивна (см. таблицу 26 СН РК 2.01-01-2013).
- грунта – среднеагрессивен (см. таблицы 28 СН РК 2.01-01-2013)

Качество лакокрасочных покрытый должно соответствовать IV классу по ГОСТ 9.032- для сред средней степенью агрессивности.

Группы лакокрасочных покрытый: для внутренних помещений со слабогарессивной средой– допускается лакокрасочные материалы применять только по условиям отделки; на открытом воздухе с среднеагрессивной средой – цинковые или цинково-алюминиевые покрытия (см.таблицу 29 СН РК 2.01-01-2013).

Степень очистки поверхности стальных конструкций от окислов по ГОСТ 9.4.02 под покрытия: для среды со средней агрессией -1.

7.4.5. Подготовка зоны водохранилища

Параметры водохранилища установлены из условия гарантированного забора воды в водоподводящий тракт в соответствии с режимом работы ГЭС, с учетом отборов природоохранные нужды, а также по условиям минимального подтопления существующих автодорог, пасек и насаждений, а главное отсутствие подтопляемых территорий лесфонда.

Подпор, созданный перегораживающим сооружением ГЭС распространяется на расстояние 0,35 км вверх по течению реки. При этом, площадь затопления водохранилищем составляет с учетом переработки берегов – 2,6 га.

Уровень воды в водохранилище колеблется на отм.1445,0 и 1447,0м.

Объем водохранилища: при отметке НПУ 1445,0м – 10,4 тыс.м^3; при отметке ФПУ 42,95 тыс.м^3. Кривая наполняемости водохранилища и зона выклинивания представлены в Приложении 5.

В рамках подготовки зоны водохранилища предусмотрена расчитстка русла реки для увеличения времени заиления ложа водохранилища в объеме 300тыс.м^3 галечникого грунта русла реки, которая будет в дальнейшем использована как полезная выемка при строительстве, а так же небольшого увеличения ёмкости водохранилища.

Изменения режима наносов в верхнем бьефе приводит к переформированию русла реки ниже перегораживающего сооружения. В период занесения водохранилища наносами в нижний бьеф поступает чистая вода, русло ниже плотины размывается, размыв происходит до тех пор, пока ВБ не занесет полностью наносами. После установления транзита наносов через гидроузел продольный профиль НБ медленно восстанавливается. Поэтому в проекте предусмотрено крепление откосов нижнего бьефа перегораживающего сооружения камнем.

Для дальнейшего предотвращения переформирования русла реки ниже перегораживабщего сооружения, важно периодически выполнять прочистку заилившегося ложа водохранилища от наносов посредством промывных сооружений, встроенных в плотину.

7.4.6. Рыбопропускные сооружения и рыбозащитные устройства ГЭС

Строительство подпорных гидротехнических сооружений на реках оказывает отрицательное влияние на состояние рыбного хозяйства. При этом изменяются гидрологический, гидрохимический и гидробиологический режимы водотоков, преграждаются пути миграции рыб к месту размножения, затапливаются нерестовые площади, на которых происходило ранее икрометание, ухудшаются условия обратного ската молоди в нижний бьеф, ухудшаются условия размножения рыб в нижнем бьефе из-за изменения режима потока и сокращения площадей нерестилищ.

Для уменьшения ущерба, наносимого строительством речных гидроузлов ихтиофауне реки, проводятся ряд мероприятий по искусственному рыборазведению, охране природной среды, а также по обеспечению пропуска рыб в миграционный период через напорные сооружения в обоих направлениях с помощью рыбопропускных сооружений и рыбозащитных устройств.

Ихтиофауна реки Кора включает не менее 2 видов рыб, относящихся к отряду карпообразные (Cyriniformes): семейству карповые (Cyprinidae) – чешуйчатый осман, семейству вьюновые – голец тибетский, причем оба вида в реке не многочисленны. Голец отмечен только в нижней части реки, распределение чешуйчатого османа более равномерно.

Чешуйчатый осман является малоценным аборигенным видом ихтиофауны, так как в природе не достигает крупных промысловых размеров, обитает в горных, недоступных участках рек и в Казахстане не является объектом даже спортивно-любительского рыболовства. В списке редких и исчезающих видов ихтиофауны он также не значиться.

Рыбы рода гольцов не растут крупнее 15-20 см и в пределах Республики считаются сорным видом ихтиофауны или, в лучшем случае, кормовой базой для некоторых хищных представителей ихтиофауны.

Миграции промысловых рыб, обитателей Балхаш-Илийского бассейна в исследуемом районе не наблюдалось, что объясняется не только зарегулированностью стока реки Каратал, но и горным, холодноводным характером стока реки Кора.

Краткая характеристика проектируемой ГЭС-3 на реке Кора

Исходя из топографических, инженерно-геологических и инженерно-гидрологических условий района строительства ГЭС-3 на реке Кора, при наличии больших уклонов реки и по условиям неподтопления ценных земельных угодий, в проекте рассмотрены только варианты компоновки напорной деривационной ГЭС.

По результатам выполненных конструктивно-компоновочных проработок и на основании технико-экономического расчета рассмотренного варианта определена ГЭС с напорной деривацией и с отметкой НПУ на водозаборе ГЭС 1445,0м и определен следующий состав основных сооружений ГЭС:

1) Головной узел в составе:
- перегораживающее сооружение (плотина) высотой 15,7 м;
- водохранилище;
- строительно-эксплуатационный водосброс длиной 103,2 м;
- глубинный водосброс длиной 35,3м;
- водозаборное сооружение (с рыбозащитным устройством);
- отстойник однокамерный длиной 106,2 м;
- напорный бассейн с водоприемником и промывным каналом;
- рыбопропускное сооружение;

2) Водоподводящий тракт в составе:
- напорный водовод длиной 2750,0 м (в том числе туннельный участок длиной 200,0 м);
- развилка из четырех металлических труб;

3) Станционный узел в составе:
- здание станции на установку трех (2+1) агрегатов с сопрягающим участком;
- отводящий канал длиной 158,9 м;
- ПС 110/10кВ;

Рыбопропускные сооружения

Рыбопропускные сооружения – это комплекс гидротехнических сооружений, предназначенный для пропуска проходных, полупроходных и, в некоторых случаях, жилых рыб через гидроузлы, создающие перепады уровней на водотоке. Рыбопропускные сооружения строят главным образом для ценных пород проходных рыб – лососевых, сельдевых и осетровых. Чешуйчатый осман и голец являются полупроходными рыбами. Из конструктивных особенностей сооружений и режимов работы ГЭС, а также возможности обеспечения нормативных параметров для рыбохода рыбопропускное сооружение устроено на отстойнике.

Рыбопропускное сооружение ГЭС включает:

- рыбосборник (входной оголовок);
- рыбоход с приспособлениями для гашения скорости;
- выходной оголовок.

Во входном оголовке устроен паз шандорного затвора.

По тракту рыбохода предусмотрены устройства для гашения скорости воды в тракте, представляющие из себя лотковый рыбоход усиленной шероховатости, выполненный в виде бетонных планок (выступов) «елочкой» в плане. Конструктивно этот лоток со ступенчатым дном, разделенный поперечными перегородками.

Габариты и конструкция рыбопропускного сооружения ГЭС установлены из условия обеспечения скоростей потока более пороговых и менее сносящих, а также рывковых скоростей на коротких участках.

По таблице 8 из СП РК 3.04-110-2014 выбраны значения скорости потока.

Вид рыб	Значение скоростей потока, необходимых для проектирования рыбопропускных сооружений, м/с			
	пороговая	привлека-ющая	сносящая	рывковая
Проходные:				
осетровые (осетр, севрюга, белуга и др.)				
взрослые особи	0.15÷0.2	0.6÷0.9	0.9÷1.2	-
молодь	-	-	0.15÷0.2	-
Лососевые (лосось, семга, горбуша и др.)				
взрослые особи	0.2÷0.25	0.8÷1.0	1.1÷1.6	1.5÷1.7
молодь	-	-	0.25÷0.35	-
Полупроходные				
Лещ, судак, сазан, вобла и др.				
взрослые особи	0.15÷0.2	0.5÷0.7	0.9÷1.2	-
молодь	-	-	0.15÷0.25	-
Примечание: 1. Пороговая – минимальная скорость течения воды, при которой у рыб появляется реакция на поток. 2. Сносящая – скорость течения воды, при превышении которой рыб сносит потоком. 3. Рывковая – наибольшая скорость течения , которую может преодолеть рыба в течении малого промежутка времени.				

При общей величине перепада уровней между бассейнами в 15 м, лотковый рыбоход имеет вид «елочки» в плане. Фактически он имеет три участка: начальный - от русла реки, рыбоход и верхний участок.

Начальный участок выполнен длиной 12,0 м горизонтальным, обеспечивающий сопряжения с рекой. Размеры – 0,8х0,5 м. Участок рыбохода с общей длиной 193,4 м и шириной 0,5м, имеет три участка с уклонами: 0,106; 0,103; 0,125. «Лесенка» выполняется из железобетона класса В25. Верхний участок соединяет участок рыбохода с верхним бьефом глухой части плотины. На верхнем участке устанавливается плоский основной затвор для регулирования расходов, с размерами в свету 0,8х0,5 м. Длина верхнего участка составляет 6,6 м.

Так как перепад уровней воды в 18,5 м больше допустимого – 10 м, на участке трассы рыбохода предусмотрены дваи горизонтальных бассейна глубиной 1.5 м и длиной 12 м.

Скорость по рыбоходу переменная 0.18…0.20 м/с.

Рыбозащитные устройства

Рыбозащитное устройство - это комплекс устройств, совмещенных с конструкциями водоприемников или расположенных в компоновке водозаборных сооружений, предназначенный для предотвращения гибели рыб непосредственно в водоприемниках или перед ними.

Сезонный и суточный ритм миграции рыб в районе водозабора различен и меняется по годам. Наиболее резкое увеличение концентрации молоди в районе водозабора происходит в результате нереста производителей и миграции молоди рыб.

При проектировании водозабора было учтено три принципа рыбозащиты: экологический - использование закономерностей, связанных с образом жизни рыб (распределением, миграциями и особенностями их попадания в водозабор); поведенческий - использование реакций рыб на раздражители - свет, звук, электрическое поле и др.; физический - использование механических преград, задерживающих ход рыб.

На эффективность работы рыбозащитных устройств влияет местоположение РЗУ относительно водозабора.

Для предотвращения попадания скатывающихся личинок и мальков, а также взрослых рыб в водозаборное сооружение ГЭС применяются рыбозащитные сооружения.

Знание горизонтального и вертикального распределения рыб в водохранилище позволяет правильно выбрать тип водозабора и конструкцию рыбозащитного сооружения. Наибольшие концентрации покатной молоди карповых отмечается на стрежне реки или у пологих берегов на мелководьях, хорошо прогреваемых солнцем и богатых кормом. По мере роста молодь рыбы опускается на глубину 7-8м.

Взрослые особи чешуйчатого османа и гольца, составляющие основную ихтиофауну реки Кора на нерест уплывают в верховья реки, зимовальни устраивают в зоне выклинивания водохранилища с ямами у берегов. Молодь в водохранилище концентрируется в прибрежной зоне с глубиной 2-5 м.

Поэтому, исходя из биологии османа и гольца, вероятность их заплыва до створа плотины водохранилища и водозабора ГЭС, где глубина воды будет до 15 м, минимальна.

Для максимально исключения возможности попадания рыбы в водозабор и далее в турбины ГЭС проектом предусмотрено рыбозащитное устройство на входном оголовке водозабора - с воздушно-пузырьковым методом рыбозащиты. Этот метод рыбозащиты основан на том, что рыба зрительно воспринимает завесу как плотную стенку. Рыба видит преграду, останавливается, располагается головой против течения и уплывает в водохранилище.

Минимальный размер защищаемых рыб (чешуйчатого османа и гольца) составляет 5-7 см.

Рыбозащитное сооружение представляет собой трубопроводы, установленные П-образно (перевернутое П), присоединенным к подающей трубе, установленной по стенкам и лотку входного оголовка водозабора. Трубы уложены в три ряда и создают эффект заградительной решетки, материал – стальные перфорированные трубы 50х50 мм. На верху водозабора – на гребне плотины устанавливается компрессор Kraftmann ARCTURUS 023522, который работает от сети собственных нужд ГЭС и обеспечивает подачу воздуха в каждую из этих труб, с целью устройства заграждения из воздушных пузырьков. Подача воздуха в трубы осуществляется трубой 50х50 мм. Шаг перфорации труб – 100 мм.

Таким образом, при такой конструкции рыбозащитного устройства завеса из воздушных пузырьков устраивается и в горизонтальном и в вертикальном направлении, чем обеспечивается эффективность мероприятия.

Для обеспечения невовлекаемости рыбы, подходные скорости к входному оголовку водозабора приняты не больше 0,1 м/сек. Водозобор в составе перегораживающего сооружения выполняется из железобетона В25. Размеры водозабора в свету – 4,2х3,1 м.

Конструкция рыбозащитного устройства в составе водозабора приведена в Приложении 6.

Расчет подходной скорости к РЗУ

Определение допустимой подходной скорости течения воды перед РЗУ:

$V=Q/W$,

где: $Q = 25 м^3/сек$ – суммарный расход ГЭС;

$W = bxh$ –сечение канала на подходе к РЗУ

$W=76х3,1=235,5 м^2$

$V=25/235,6=0,11$ м/сек – подходная скорость меньше привлекающей скорости для взрослой рыбы (0,5 м/сек) и меньше сносящей скорости для молоди (0,15-0,25 м/сек).

Эффективность рыбозащитного устройства

Согласно приложения 1 к Требованиям к рыбозащитным устройствам водозаборных сооружений (утверждено приказом Министра сельского хозяйства РК №221 от 31.05.2019г.) показателем рыбозащитной эффективности является отношение количества рыб, задержанных рыбозащитным устройством к числу рыб попадающих в водозаборное сооружение при отсутствии такого устройство выраженное в процентах. Согласно этих Требований коэффициент эффективности должен быть не менее 70%. Выполненные расчеты потребности в сжатом воздухе для рыбозащитного сооружения, а также исходя из биологии османа и гольца следует, что расчетная эффективность рыбозащитного сооружения предполагается практически 100%. При этом, реальный показатель эффективности сооружения будет определен, согласно п.2 Требований экспериментальным путем.

Расчет потребности в сжатом воздухе для рыбозащитного сооружения

Расчет потребности в сжатом воздухе производится из условий работы максимального количества потребителей, подсоединенных к одному компрессору.

Исходные данные:

- подходная скорость к входному оголовку водозабора – не более 0,1 м/сек.;
- размеры водозабора в свету – 3,0х3,1 м.;
- глубина воды в водозаборе – 3,1м.;
- количество одновременно задействованных потребителей (воздуховодов) – 3шт.;
- потребитель - перфорированная труба 50х50 мм длиной 29,3м с перфорацией через 100мм отверстиями диаметром 8мм по 4шт в сечение.

Определяем рабочее давление, необходимое для выдавливания воды из перфорированной трубы длиной 29,3 м.

$$P=29,3 .p .k=29,3 .1,0 .1,1=32,23 атм$$

где, k– коэффициент, учитывающий потери давления – 1,1

p – давление для выдавливания воды из одного метра трубы -1,0атм;

$$p=n .0,1атм=10 .0,1=1,0атм$$

где, n – количество перфорированных промежутков в одном метре трубы-10шт

Принимаем компрессор электрический Kraftmann ARCTURUS 023522, рабочее давление P=35атм, Qвозд.=160л/мин, N=2,2 кВт.

Система очистки и ремонта РЗУ.

Для исключения попадания льда, шуги и мусора перед водозаборным сооружением и РЗУ проектом предусмотрена установка грубой решетки. Очистка от наносов производится глубинными промывниками в составе плотины. Для выполнения ремонтных работ в водозаборе установлены два ряда затворов: аварийно-ремонтный и ремонтный.

Конструкция рыбозащитного и рыбопропускного сооружения приведены на чертежах 005-46-1 лл.1-3 (см. приложение 6).

8. Технологическое оборудование

8.1. Основные положения

Водно-энергетическими расчетами установленная мощность ГЭС определена в размере 26000 кВт с установкой трех гидроагрегатов: два гидроагрегата мощностью по 10750 кВт (далее по тексту – большие агрегаты) и один гидроагрегата мощностью 4500 кВт (далее по тексту – малый агрегат).

Гидроэлектростанция деривационного типа с напорной деривацией. В состав сооружений ГЭС входят: перегораживающее сооружение (плотина), строительно-эксплуатационный водосброс, глубинный водосброс, водозаборное сооружение (с рыбозащитным устройством), отстойник однокамерный, напорный бассейн с водоприемником и промывным каналом, рыбопропускное сооружение, напорный водовод (в том числе туннельный участок), развилка из трех металлических труб, здание станции на установку трех (2+1) агрегатов с сопрягающим участком, отводящий канал

От водоприемника отходит турбинный водовод круглого сечения диаметром 2,8 м, рассчитанный на пропуск максимального расхода 22,8 м³/с. Материал напорного водовода – стеклопластик. У здания станции напорный водовод разветвляется на три водовода: два водовода диаметром 1,6 м – для больших агрегатов и один водовод диаметром 1,4 и 1,1 м – для малого агрегата.

В здании станции установлены три горизонтальных гидроагрегата, обслуживаемые мостовым электрическим краном.

Прекращение доступа воды к гидротурбине обеспечивается со стороны верхнего бьефа с помощью предтурбинного дискового затвора, а со стороны нижнего бьефа – плоским ремонтным затвором на выходе из отводящей камеры.

8.2. Исходные данные

1.	Установленная мощность	26000 кВт
2.	Количество гидроагрегатов, шт.	3 (2 больших + 1 малый)
3.	Номинальная мощность большого агрегата	10750 кВт
4.	Номинальная мощность малого агрегата	4500 кВт
5.	Расчетные уровни воды в верхнем бьефе ГЭС:	
	- форсированный (ФПУ)	1447,0 м
	- нормальный (НПУ)	1445,0 м
6.	Расчетные уровни воды в нижнем бьефе ГЭС:	
	- при работе трех агрегатов ($Q_{ГЭС}$=22,8 м^3/с)	1299,4 м
	- при работе одного большого агрегата (Q=9,4 м^3/с)	1298,8 м
	- при работе одного малого агрегата (Q=4,0 м^3/с)	1298,4 м
	- при пропуске минимального расхода (Q=1,2 м^3/с)	1298,20 м
7.	Кривая зависимости уровней нижнего бьефа от расходов воды	см. рис. 8.1
8.	Потери напора в водоподводящем тракте:	
	- большой гидротурбины - малой гидротурбины	см. рис. 8.2
9.	Характеристика напорного трубопровода	общий напорный трубопровод с узлом развилки у здания станции
10.	Режим работы ГЭС:	– ГЭС работает в энергосистему,

		поддерживая постоянной отметку НПУ с регулированием выдаваемой мощности в зависимости от расхода воды в реке; – работа на изолированную от энергосистемы нагрузку не предусматривается
11.	Режим работы гидроагрегата	– генераторный; – автоматическое регулирование частоты и мощности; – работа в режиме синхронного компенсатора не предусматривается
12.	Режимы пуска/останова гидроагрегата	– пуск в режиме автоматической точной синхронизации; – пуск в режиме ручной точной синхронизации; – пуск в режиме самосинхронизации; – нормальная остановка агрегата с разгрузкой по активной и реактивной мощности; – аварийная остановка со сбросом нагрузки
13.	Присоединение ГЭС к энергосистеме	выдача мощности в энергосистему осуществляется по ВЛ-110 кВ
14.	Среднегодовая выработка электроэнергии	95,6 ГВт.ч
15.	Число часов использования установленной мощности ГЭС в год	3672 часов
16.	Сейсмичность района строительства	9 баллов по шкале MSK-64
17.	Температура воздуха в районе расположения ГЭС:	
	- среднегодовая	5,5°С
	- среднемесячная в январе	минус 7,6°С
	- среднемесячная в летние месяцы	17,8°С
	- абсолютный минимум температуры	минус 36°С
	- абсолютный максимум	37°С
18.	Наименьшая абсолютная среднемесячная влажность воздуха:	
	- в зимний период	2,2 – 3,5 мб
	- в летний период	9,0 – 10,7 мб
19.	Температура воды, проходящей через гидротурбины:	
	- максимальная (июль, август)	13,8 – 15,5 °С

	- минимальная (декабрь – февраль)	0 – 0,2 °С
20.	Среднегодовая мутность воды, проходящей через турбину	220 г/м^3
21.	Гранулометрический состав взвешенных наносов	пылеватые частицы диаметром 0,01 – 0,1 мм и песчаные фракции диаметром 0,1 – 0,5 мм
22.	Химический состав воды	вода маломинерализованная (сумма ионов 93,6 – 205,1 мг/л), по величине общей жесткости вода в период половодья и в межень мягкая – 0,95 – 2,03 мг-экв/л, по показателям pH равному 7,0 – 8,8 – вода изменяется от нейтральной до щелочной, по ионному составу вода относится к гидрокарбонатнокальциевому классу (преобладают анионы $HCO3^-$ и катионы Ca^{2+})
23.	Здание станции	надземное с полногабаритным машинным залом
24.	Кран машинного зала	мостовой электрический кран грузоподъемностью 32/5 т
25.	Транспортные условия подачи оборудования на ГЭС	автомобильным транспортом

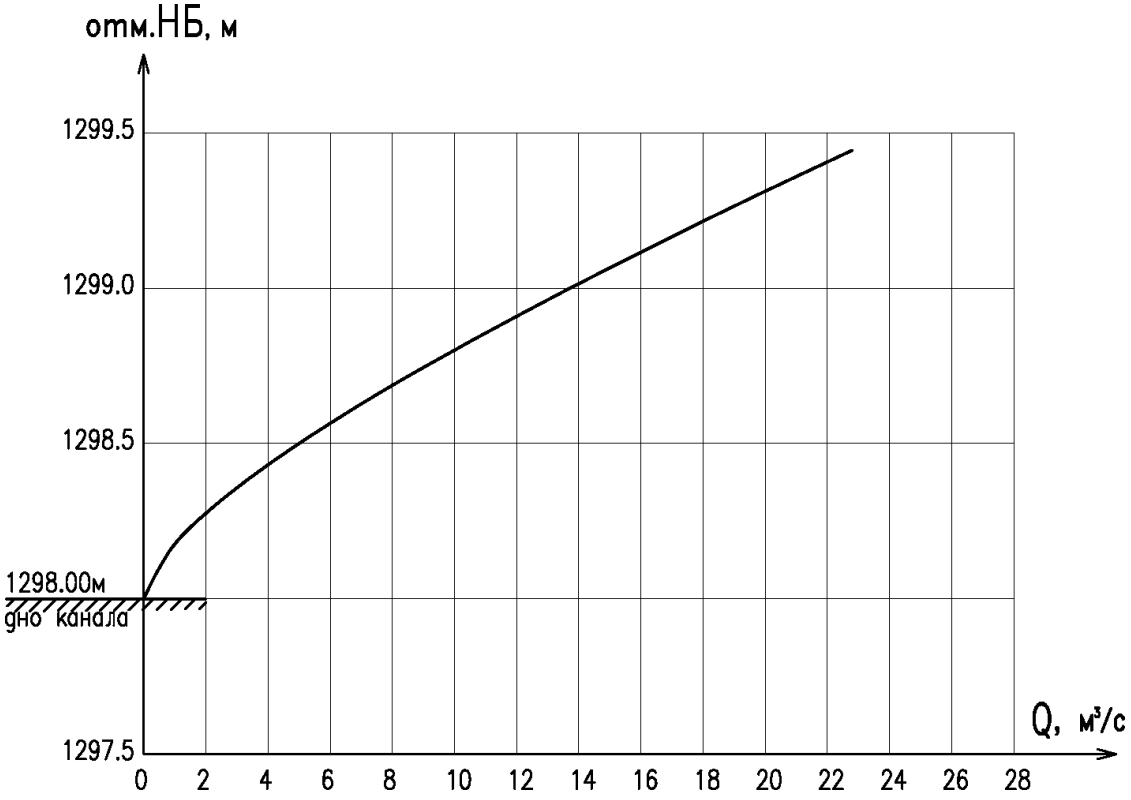


Рис. 8.1 - Кривая зависимости уровня воды в нижнем бьефе ГЭС от расходов воды Q=f(H)

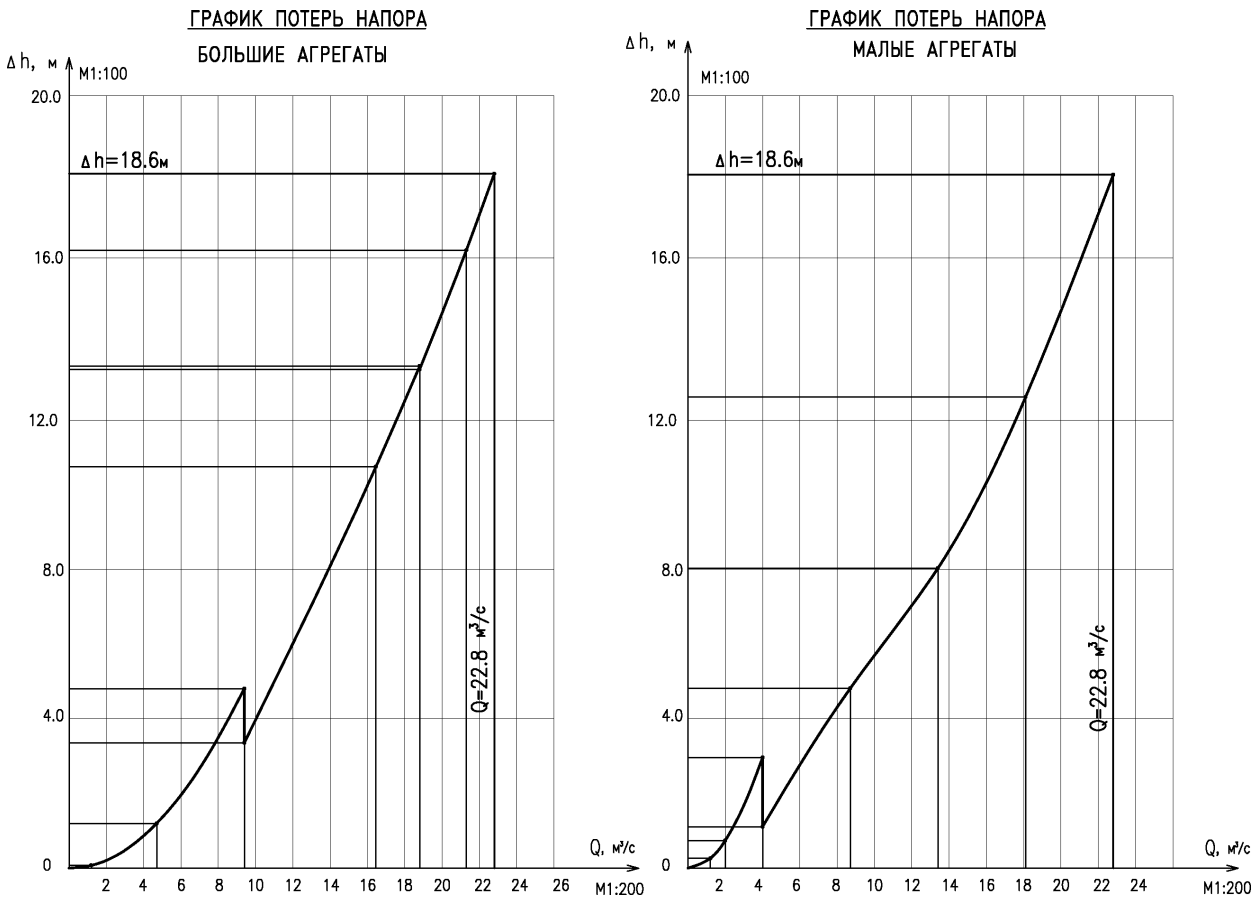


Рис. 8.2 – Кривые потерь напора в зависимости от расходов воды

8.3. Гидротурбинное оборудование

Определение типа гидротурбины

При выборе типоразмеров большой и малой гидротурбин рассматривались гидротурбины, предложенные «Hunan Sunny Hydropower Equipment Corporation» (КНР), «Global Hydro Energy» (Австрия), а также «VAPTECH» (Болгария).

Сравнительный анализ показал, что наилучшие энергокавитационные параметрамы обеспечивает оборудование австрийской компании «Global Hydro Energy».

По своим энегрокавитационным показателям данные гидротурбины находятся на уровне мировых образцов и полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к силовому оборудованию ГЭС.

Определение напоров на гидротурбину

Характерные напоры ГЭС определены на основании заданной установленной мощности станции (NГЭС=26000 кВт), принятого числа гидроагрегатов, расчетного уровня воды в нижнем бьефе и принятого режима водотока.

Нормальный подпорный уровень воды в напорном бассейне (НПУ) 1445,0 м принят из условия нормативного запаса воды в деривационном канале, максимальный (ФПУ) 1447,0 м – из условия пропуска максимального расхода через холостой водосброс.

Расчетный напор на гидротурбину (Нр) определяется исходя из условия – уровень воды в напорном бассейне поддерживается постоянным на отметке 1445,0 м (НПУ), ГЭС работает с максимальным расходом 22,8 м3/с (отметка нижнего бьефа – 1299,4 м) и развивает установленную мощность 26000 кВт.

Нр бр.=1445,0 – 1299,4 = 145,6 м, при потерях в подводящем тракте hw=18,6 м

Нр нетто=145,6 – 18,6 = 127,0 м.

Максимальный рабочий напор (Нмакс) определяется из условия отметки верхнего бьефа 1445,0 м (НПУ) и отметки нижнего бьефа 1298,2 м соответствующей минимальному расходу через одну гидротурбину.

Нмакс бр.=1445,0–1298,2=146,8 м, при потерях в подводящем тракте hw=0,3 м

Нмакс нетто=146,8–0,3=146,50 м.

Минимальный напор (Нмин) соответствует расчетному напору и составляет 127,0 м.

Статический напор на гидротурбину (Нст) определялся из условия отметки верхнего бьефа 1445,0 м (НПУ) и отметки нижнего бьефа 1298,00 м соответствующей нулевому расходу в отводящем канале.

Нст=1445,0–1298,00=147,0 м.

Расчет диаметра рабочего колеса

Расчет диаметров рабочих колес для большой и малой гидротурбин производился по формуле:

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_m}{9{,}81 H \sqrt{H} Q_1^{'} \eta_н}}$$

Диаметр рабочего колеса большой гидротурбины равен:

$$D_1 = \sqrt{\frac{11020}{9{,}81 \cdot 127 \cdot 11{,}3 \cdot 0{,}72 \cdot 0{,}94}} = 1{,}075\,\text{м}.$$

Диаметр рабочего колеса малой гидротурбины равен:

$$D_1 = \sqrt{\frac{4650}{9{,}81 \cdot 127 \cdot 11{,}3 \cdot 0{,}61 \cdot 0{,}938}} = 0{,}759\,\text{м}.$$

Выбор частоты вращения

Для заданного диапазона напоров $127{,}0\frac{146{,}5}{127{,}0}$ м синхронная частота вращения для большой гидротурбины составляет 600 об/мин, а для малой гидротурбин - 750 об/мин.

Разгонная частота вращения определяется через соответствующую разгонную приведенную частоту вращения по формуле подобия:

$$n_p = \frac{n_p^{'} \cdot \sqrt{H_{макс}}}{D_1}$$

Для большой гидротурбины разгонная частота вращения составляет 1134 об/мин, для малой – 1403 об/мин.

Определение высоты отсасывания

По характеру распределения коэффициента кавитации «s» на универсальной характеристике наиболее неблагоприятный случай работы гидротурбины – требующий наибольшего заглубления – это работа гидроагрегата на полную мощность при расчетном напоре (Nном; Hр).

Высота отсасывания, отсчитываемая от оси агрегата, определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d - \sigma H - 1{,}5$$

где B – высота водяного столба, соответствующая барометрическому давлению на уровне моря, м;

∇ – отметка расположения оси гидротурбины над уровнем моря, м;

H_d – высота водяного столба, соответствующая давлению парообразования, м;

σ – значение критического кавитационного коэффициента (принято по универсальной характеристике гидротурбины);

H – расчетный напор на гидротурбину, м;

1,5 – запас, учитывающий масштабный фактор в величине критического кавитационного коэффициента, погрешности изготовления натурных и модельных гидротурбин, м.

Для большой гидротурбины высота отсасывания составляет $H_s = -1{,}9$ м, для малой гидротурбины – $H_s = 0{,}0$ м.

Определение отметки оси гидроагрегата

Отметка оси большого агрегата назначена из условия допустимой высоты отсасывания $H_s = -1{,}9$ м и уровня воды в нижнем бьефе 1298,80 м, соответствующий расходу одного большого агрегата при Nном и Hр. В соответствии с этим условием отметка оси большого агрегата равняется 1296,90 м.

Отметка оси малого агрегата принята равной 1296,40 м для установки фундаментов генераторов большого и малого агрегатов на одном уровне. При уровне воды в нижнем бьефе 1298,40 м, соответствующий расходу одного малого агрегата при Nном и Hр, с запасом обеспечивается бескавитационная работа малой гидротурбины, допустимая высота отсасывания у которой в расчетной точке при Nном и Hр составляет $H_s = 0{,}0$ м.

Эксплуатационные характеристики гидротурбин

На рисунке 8.3 представленна эксплуатационная характеристика для большой гидротурбины с диаметром рабочего колеса D1=1075 мм и номинальной частотой вращения 600 об/мин.

На рисунке 8.4 представлена эксплуатационная характеристика для малой гидротурбины с диаметром рабочего колеса D1=759 мм и номинальной частотой вращения 750 об/мин.

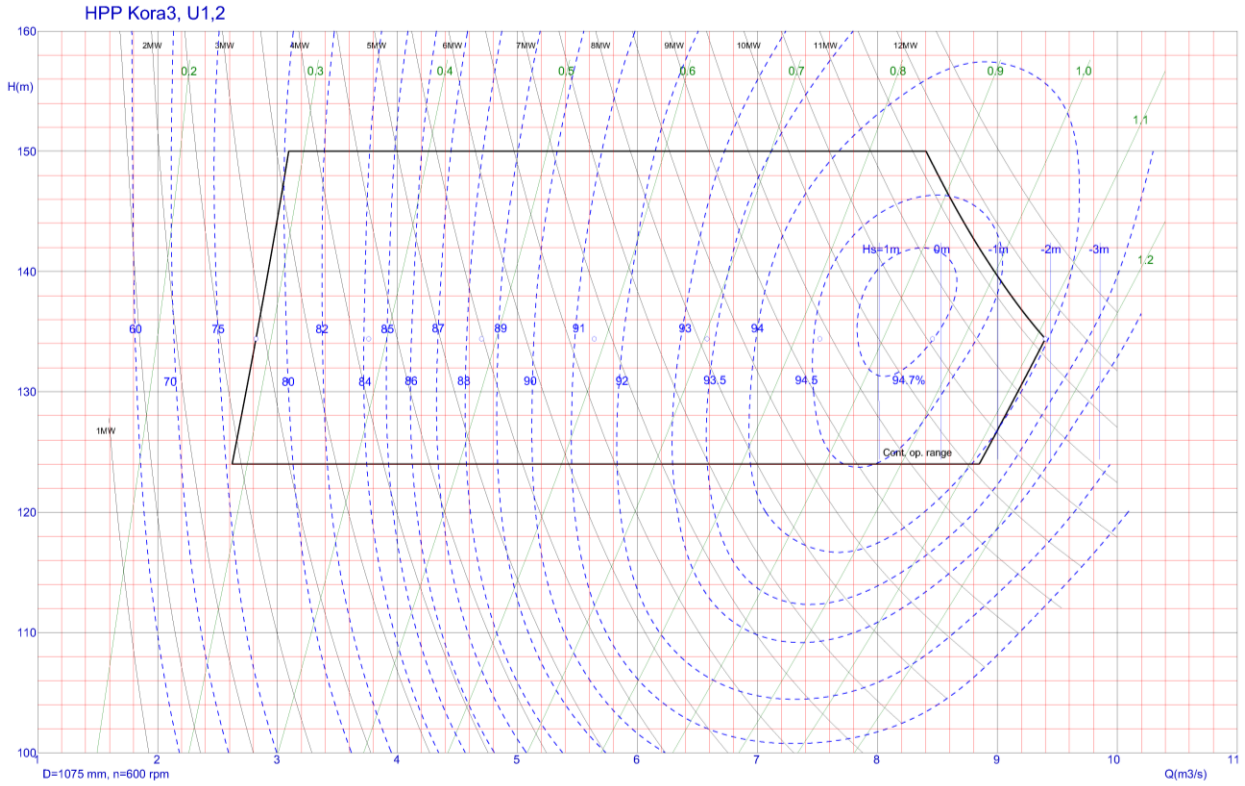


Рис. 8.3 - Эксплуатационная характеристика большой гидротурбины

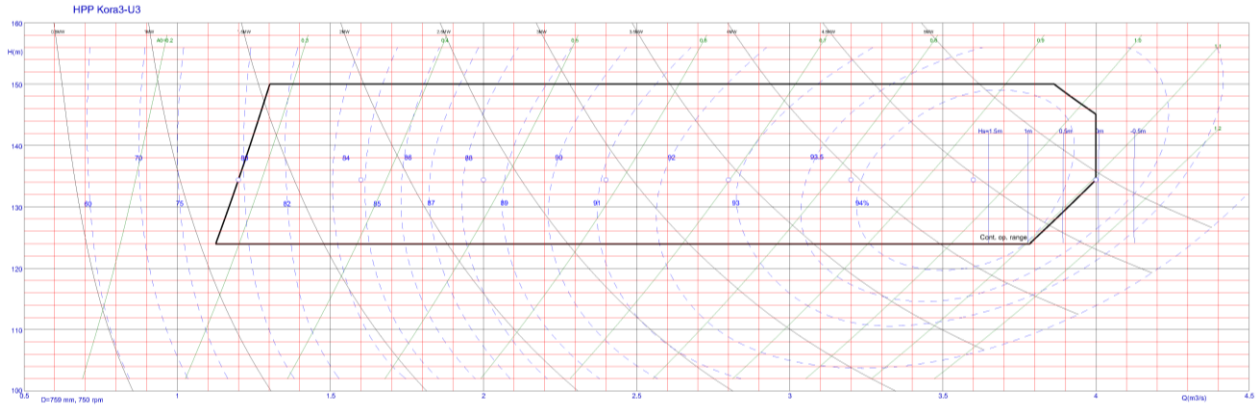


Рис. 8.4 - Эксплуатационная характеристика малой гидротурбины

Основные параметры большой гидротурбины

Тип гидротурбины	—	радиально-осевая горизонтальная
Диаметр рабочего колеса D_1, мм	—	1075
Мощность номинальная, кВт	—	11020
Частота вращения, об/мин:		
– номинальная	—	600
– угонная	—	1134
Напоры нетто, м:		
– максимальный статический H	—	147,00
– максимальный рабочий H_{max}	—	146,50
– расчетный по мощности $H_р$	—	127,0
– минимальный рабочий H_{min}	—	127,0
Максимальный расход через гидротурбину при $H_р$ и $N_{ном}$, м³/с	—	9,4
Допустимая высота отсасывания H_s при $H_р$ и $N_{ном}$, м	—	-1,9
Максимальный к.п.д. гидротурбины в оптимуме, %	—	94,7
Осевое гидравлическое усилие, кН	—	4500
Давление в системе регулирования, МПа	—	10,0
Масса гидротурбины с системой регулирования, т	—	21,0
Спиральная камера	—	металлическая круглого сечения
Отсасывающая труба	—	металлическая изогнутая

Основные параметры малой гидротурбины

Тип гидротурбины	—	радиально-осевая горизонтальная
Диаметр рабочего колеса D_1, мм	—	759
Мощность номинальная, кВт	—	4650
Частота вращения, об/мин:		
– номинальная	—	750
– угонная	—	1403
Напоры нетто, м:		
– максимальный статический H	—	147,00
– максимальный рабочий H_{max}	—	146,50
– расчетный по мощности $H_р$	—	127,0
– минимальный рабочий H_{min}	—	127,0
Максимальный расход через гидротурбину при $H_р$ и $N_{ном}$,	—	4,0

м³/с		
Допустимая высота отсасывания H_s при $H_р$ и $N_{ном}$, м	—	0,0
Максимальный к.п.д. гидротурбины в оптимуме, %	—	94,1
Осевое гидравлическое усилие, кН	—	2000
Давление в системе регулирования, МПа	—	10,0
Масса гидротурбины с системой регулирования, т	—	14,0
Спиральная камера	—	металлическая круглого сечения
Отсасывающая труба	—	металлическая изогнутая

Описание конструкции большой и малой гидротурбин

Конструктивно большая и малая гидротурбины аналогичны. Приведенное ниже описание соответствует как большой, так и малой гидротурбине.

Отсасывающая труба гидротурбины

Отсасывающая труба изогнутая, изготавливается из листовой углеродистой стали.

Отсасывающая труба частично забетонирована. Для лучшей связи с бетоном к облицовке отсасывающей трубы приварены анкерные планки. Облицовка крепится к арматуре основного бетона стяжками и талрепами.

Для слива воды из отсасывающей трубы предусмотрен клапан с ручным приводом.

Спиральная камера и статор гидротурбины

Подвод воды к турбине осуществляется металлической спиральной камерой, полностью воспринимающей динамическое давление воды с учетом сейсмических воздействий.

Спиральная камера открытая, круглого сечения. На спиральной камере предусмотрены лапы, для её крепления к фундаменту и передачи на него статических и динамических воздействий.

Спиральная камера рассчитана на восприятие максимального гидродинамического давления воды с учетом сейсмических воздействий.

В верхней части спиральной камеры предусмотрен клапан для впуска воздуха при опорожнении и выпуска воздуха при заполнении спиральной камеры.

На участке водовода между предтурбинным затвором и спиральной камерой установлен холостой выпуск.

Для слива воды из спиральной камеры в отсасывающую трубу предусмотрена задвижка.

Направляющий аппарат

Направляющий аппарат цилиндрический включает в себя направляющие поворотные лопатки, механизм поворота лопаток, регулирующее кольцо, крышку турбины.

Лопатки направляющего аппарата сварно-литые из нержавеющей стали. Зазоры в направляющих лопатках уплотняются по торцам, перу и перед средним и нижним подшипниками цапф. Поверхности трения подшипников лопаток изготавливаются из антифрикционного материала, не требующего смазки в процессе эксплуатации.

В качестве предохранительных устройств направляющего аппарата используются срезные пальцы.

Опорные планки регулирующего кольца, а также втулки серег выполнены из антифрикционного материала, не требующего смазки. Поверхность трения на регулирующем кольце облицована нержавеющей сталью.

Приводом механизма поворота направляющих лопаток служат два спаренных сервомотора. Номинальное давление масла в сервомоторах - 10 МПа.

Направляющий аппарат оснащен двумя датчиками линейного перемещения, установленными на штоках сервомоторов.

В направляющем аппарате предусмотрены стопорные устройства для предотвращения случайного открытия и закрытия направляющего аппарата при ремонтах, а также самопроизвольного открытия при снятом давлении масла в его сервомоторах.

Направляющий аппарат выполнен самозакрывающимся при исчезновении давления масла в системе регулирования.

На нижнем кольце направляющего аппарата и крышке гидротурбины установлены неподвижные лабиринтные уплотнения.

Конструкция крышки турбины обеспечивает жесткое раскрепление турбинного подшипника, рассчитанное на восприятие аварийных нагрузок. Удаление протечек воды с крышки турбины осуществляется самотеком в колодец замасленных стоков.

Рабочее колесо гидротурбины

Рабочее колесо радиально-осевого типа цельное из нержавеющей стали.

На ступице и нижнем ободе рабочего колеса предусмотрены съемные лабиринтные уплотнения.

Предусматривается впуск атмосферного воздуха под рабочее колесо при нестационарных режимах работы.

Подшипниковый узел

Подшипниковый узел воспринимает и передает на фундамент радиальные усилия, возникающие при эксплуатации турбины, а так же осевые усилия прямого и обратного направления, возникающие при эксплуатации агрегата.

Направляющий подшипник турбины входит в состав подшипникового узла, в котором радиальные направляющие подшипники совмещены с упорными подшипниками гидроагрегата в общем корпусе, с опорной конструкцией – тумбой.

Подшипниковый узел работает на жидкой масляной смазке. Конструкция подшипникового узла допускает пуск агрегата без предварительной прокрутки независимо от времени простоя при соответствующем качестве и требуемом уровне масла в маслованне.

Уплотнение вала контактное сальниковое.

Подшипниковый узел оснащен датчиками уровня масла и контроля температуры.

Вал гидротурбины

Вал турбины кованный из качественной низколегированной стали. Одним концом вал соединяется с рабочим колесом, другим – с валом гидрогенератора.

На валу гидротурбины установлен датчик частоты вращения турбины (рабочий и резервный).

На валу гидротурбины установлен центробежный выключатель, воздействующий на золотник аварийного закрытия.

Уплотнение вала, служащее для предотвращения попадания воды из проточной части на крышку турбины, состоит из рабочего и ремонтного уплотнений. Ремонтное уплотнение предусматривается для возможности проведения ревизий и ремонтов рабочего уплотнения без осушения проточного тракта гидротурбины.

8.4. Система регулирования и автоматизированного управления гидроагрегатом

Каждая гидротурбина оснащена системой автоматического регулирования и системой автоматизированного управления гидроагрегатом.

Система автоматического регулирования состоит из:

- маслонапорной установки (гидроаккумулятор, маслонасосный агрегат, лекажный агрегат, микропроцессорная система управления маслонапорной установки, комплект датчиков);
- гидромеханической панели регулятора;
- комплекта датчиков линейного перемещения штоков сервомоторов направляющего аппарат;
- устройства противоразгонной защиты;
- датчика контроля частоты вращения;
- системы аварийного закрытия направляющего аппарата;
- аварийного золотника с электрогидравлическим управлением.

Система регулирования обеспечивает:

- автоматическую работу гидроагрегата в энергосистему;
- работу гидроагрегата по водотоку с поддержанием постоянной отметки НПУ и с изменением мощности в зависимости от расхода воды в реке;
- устойчивую работу гидротурбин во всех заданных режимах;
- плавное (без толчков и гидроударов в маслопроводах) перемещение регулирующих органов при изменении мощности гидроагрегата как со щита управления гидроагрегатом, так и с главного щита управления;
- выполнение гарантий регулирования;
- аварийную остановку гидроагрегата;
- стабилизацию частоты вращения при работе на холостом ходу;
- формирование предупредительных сигналов при выходе контролируемых параметров агрегата за пределы допустимых значений и передачи на верхний, станционный уровень управления.

Система автоматизированного управления гидроагрегатом состоит из:

- программно-технического комплекса электрогидравлического регулятора частоты и мощности гидротурбины;
- подсистемы технологической автоматики;
- подсистемы гидромеханических защит;
- подсистемы предупредительной и аварийной сигнализации гидроагрегата;
- шкафа удаленной периферии температурного и вибрационного контроля;
- шкафа управления вспомогательными системами агрегата;
- шкафа электрических измерений и синхронизации;
- шкафа управления маслонапорной установки;
- шкафа управления задвижкой ТВС;
- шкафа управления автоматической системы пожаротушения;
- наладочно-диагностического комплекса.

Система автоматизированного управления гидроагрегатом обеспечивает:

- осуществление необходимых технологических операций по регулированию частоты и мощности турбины и управлению гидроагрегатом с его вспомогательными подсистемами;

- устойчивую работу гидроагрегата при переходных и установившихся режимах работы на основе результатов контроля состояния его узлов и внешних команд управления;
- сбор температурных и вибрационных параметров.

8.5. Расчет гарантий регулирования

Основные положения расчета гарантий регулирования

Схема напорной деривации от напорного бассейна до здания станции предусматривает подвод воды к трем агрегатам одним общим водоводом, состоящим, в основном, из стеклопластикового трубопровода диаметром 2,8 м, с утройством небольших участков из металлического трубопровода. У здания станции трубопровод имеет металлический узел развилки с дальнейшим подводом воды по металлическим прямолинейным трубопроводам к спиральным камерам турбин.

Общая длина водовода диаметром 2,8 м составляет 2765 м. Длина металлического участка трубопровода диаметром 2,2 м к большим агрегатам от водовода диаметром 2,8 м составляет 35,24 м, от диметра 2,2 м диаметром 1,6 м до спиральной камеры большой турбины составляет 14,2 м. Длина металлического участка трубопровода диаметром 1,4 м от трубопровода диаметром 2,8 м составляет 30,3 м от диаметра 1,4 м до спиральной камеры малой турбины составляет 17,1 м.

При определении параметров переходных процессов для болшого и малого агрегатов за основу принят расчет гарантий регулирования выполненный Изготовителем гидротурбинного оборудования «Global Hydro Energy». Данный расчет показал, что при времени закрытия направляющего аппарата большой и малой гидротурбин 50 секунд максимальное повышение давления в напорном трубопроводе составит 2,17 МПа, а максимальный заброс оборотов для большого и малого агрегатов – 1300 об/мин и 1600 об/мин соответственно.

Величина максимального повышения давления соответствует нормативным значениям и принята за основу при проектировании напорного трубопровода. При этом максимальный заброс оборотов выше допустимых нормативных значений. В ответ на запрос Изготовитель гидрогенераторного оборудования предоставил гарантии того, что поставляемое им оборудование имеет определенный запас прочности и может выдерживать длительное время угонную частоту вращения.

Таким образом гарантии регулирования для большого и малого агрегатов выполняются, дополнительные мероприятия не требуются.

2.2 Summary of simulation results of the big Francis turbines

closing time guide vanes	Discharge [%]	Pressure rise pmax [m]	Pressure rise % to HB	Overspeed nmax [rpm]	Overspeed nmax/nT
∞	100	195,20	137,1	1220	2,03
50s	100	217,30	152,6	1260	2,10
50s additional moment of inertia	100	215,10	151,03	1240	2,07
100s	100	205,80	144,50	1240	2,07

2.3 Summary of simulation results of the small Francis turbine

closing time guide vanes	Discharge [%]	Pressure rise pmax [m]	Pressure rise % to HB	Overspeed nmax [rpm]	Overspeed nmax/nT
∞	100	195,20	137,1	1500	2,00
50s	100	217,20	152,5	1550	2,07
50s additional moment of inertia	100	215,00	150,9	1530	2,04
100s	100	205,80	144,50	1530	2,04

3 Conclusion, Disclaimer and Comments on the simulation results

- A closing time of approx. 50s for rated discharge increases the pressure to approx. 21,70 bar.

- Max overspeed when 100% of the load is reset.
  - T1 & T2 approx. 1300rpm
  - T3 approx. 1600rpm

8.6. Клапан холостого водовыпуска

Основные положения при выборе клапана холостого водовыпуска

Холостой водовыпуск служит в качестве предохранительного устройста в случае повышения давления в напорном трубопроводе при сбросе нагрузки с агрегатов.

Клапан холостого водовыпуска присоединен к спиральной камере каждой гидротурбины, сброс воды производится в нижний бьеф.

Диаметр клапанов холостого водовыпуска для большого и малого агрегатов составляет 500 мм.

8.7. Предтурбинный затвор

Основные положения при выборе предтурбинного затвора

В здании станции перед входом в спиральную камеру каждой гидротурбины установлены дисковые затворы, которые предназначены:

- для аварийного закрытия при отказе в работе направляющего аппарата гидротурбины и уходе агрегата в угон;
- для перекрытия напорного трубопровода при производстве ремонта или ревизии гидротурбины;
- для перекрытия напорного трубопровода в период длительной остановки агрегата и защиты направляющего аппарата от щелевой кавитации.

Основные параметры предтурбинного затвора большого агрегата

Тип затвора	—	дисковый
Диаметр затвора, мм	—	1600
Напор максимальный статический, м	—	147,0
Напор максимальный гидродинамический при сбросе 100% нагрузки с трех агрегатов, м	—	220,0
Расход номинальный, м³/с	—	9,4
Привод затвора	—	грузо-гидравлический: – открытие – подачей масла в сервомотор; – закрытие – с помощью груза
Номинальное давление масла в системе управления затвором, МПа	—	10,0
Вес затвора, т	—	15,0

Основные параметры предтурбинного затвора малого агрегата

Тип затвора	—	дисковый
Диаметр затвора, мм	—	1000
Напор максимальный статический, м	—	147,0
Напор максимальный гидродинамический при		

сбросе 100% нагрузки с трех агрегатов, м	—	220,0
Расход номинальный, м³/с	—	4,0
Привод затвора	—	грузо-гидравлический: – открытие – подачей масла в сервомотор; – закрытие – с помощью груза
Номинальное давление масла в системе управления затвором, МПа	—	10,0
Вес затвора, т	—	8,0

Описание конструкции предтурбинного затвора большого и малого агрегатов

Конструктивно предтурбинные затворы больших и малых агрегатов аналогичны. Приведенное ниже описание соответствует предтурбинному затвору как большого, так и малого агрегата.

Предтурбинный дисковый затвор состоит из корпуса, диска, самосмазывающихся подшипников скольжения, уплотнений, рычагов, сервомотора, груза, компенсатора, верхового и низового патрубков.

Открытие затвора осуществляется подачей масла в сервомотор, закрытие – с помощью груза.

Корпус затвора присоединяется к верховому патрубку и компенсатору фланцевым соединением. Компенсатор соединяется с низовым патрубком также с помощью фланцевого соединения.

Уплотнение затвора выполнено из нержавеющей стали.

Затвор снабжен байпасом, предназначенным для заполнения водой спиральной камеры с целью выравнивания давления до и после затвора перед его открытием.

Непосредственно после затвора установлен воздушный клапан для впуска и выпуска воздуха при заполнении и опорожнении спиральной камеры.

Затвор установлен и закреплен на анкерных болтах и опорных плитах. Конструкция креплений позволят затвору перемещаться вдоль оси в пределах деформаций, возникающих под воздействием гидростатических нагрузок, гидроударов и термических напряжений.

При производстве ремонтных работ в проточной части гидротурбины диск затвора в закрытом положении фиксируется механическим стопорным устройством с выводом сигнала положения стопора.

8.8. Гидрогенератор

Основные положения при выборе гидрогенератора

Основные параметры большого и малого гидрогенераторов – номинальная и разгонная частоты вращения, положение вала, осевое усилие и др. были приняты на основании расчетных параметров гидротурбин.

Остальные параметры и конструктивные особенности были приняты в соответствии с ГОСТ 5616-89, а также из условия, что гидрогенератор снабжается всеми необходимыми вспомогательными устройствами (возбуждение, торможение, вентиляция, виброконтроль, пожаротушение, маслообеспечение и т.д.).

Основные параметры большого гидрогенератора

Тип гидрогенератора	—	синхронный горизонтальный
Номинальная мощность, кВт/кВА	—	10750/11316
Коэффициент мощности	—	cosϕ=0,95
Номинальное напряжение, кВ	—	10,5
Частота вращения, об/мин:		
– номинальная	—	600
– угонная	—	1134
Частота сети, Гц	—	50
Система охлаждения	—	замкнутая воздушная
Тип системы возбуждения	—	тиристорная
Класс изоляции обмотки статора	—	термореактивная «F»
Направление вращения	—	правое
К.п.д. при cosϕ=0,9 и $N_{ном}$, %	—	97,6
Общий вес гидрогенератора, т	—	55,0
Вес ротора гидрогенератора, т	—	28,0
Маховый момент, т м^2	—	6,1

Основные параметры малого гидрогенератора

Тип гидрогенератора	—	синхронный горизонтальный
Номинальная мощность, кВт/кВА	—	4500/4737
Коэффициент мощности	—	cosϕ=0,95
Номинальное напряжение, кВ	—	10,5
Частота вращения, об/мин:		
– номинальная	—	750
– угонная	—	1403
Частота сети, Гц	—	50
Система охлаждения	—	замкнутая воздушная
Тип системы возбуждения	—	тиристорная
Класс изоляции обмотки статора	—	термореактивная «F»
Направление вращения	—	правое
К.п.д. при cosϕ=0,9 и $N_{ном}$, %	—	96,9
Общий вес гидрогенератора, т	—	30,0
Вес ротора гидрогенератора, т	—	15,0
Маховый момент, т м^2	—	1,2

Описание конструкции большого и малого гидрогенераторов

Конструктивно гидрогенераторы большого и малого агрегатов аналогичны. Приведенное ниже описание соответствует гидрогенератору как большого, так и малого агрегатов.

Гидрогенератор непосредственно соединен с горизонтальной радиально-осевой гидротурбиной с помощью фланцевого соединения.

Гидрогенератор синхронный, горизонтальный трехфазного тока выполнен с двумя направляющими подшипниками.

Осевые усилия воспринимаются подшипниковым узлом, снабженным комплектом радиально-упорных подшипников, размещаемым между гидротурбиной и генератором. Подшипниковый узел размещается на опорной конструкции на общей с турбиной опорной раме и передаёт усилия на железобетонные конструкции здания ГЭС.

Радиальные усилия должны восприниматься тремя направляющими подшипниками, вынесенными в доступные для обслуживания узлы с собственными опорами на общую подгенераторную раму.

Гидрогенератор запроектирован с разомкнутой системой воздушного охлаждения воздухом. Вентиляционный кожух гидрогенератора выполнен металлическим и направляет воздушные потоки охлаждающего воздуха для достижения максимальной эффективности охлаждения.

Ротор генератора имеет цельнокованый вал, несущий остов ротора с шихтованным ободом.

Генератор устанавлен на подгенераторную раму, которая заделывается в железобетон.

Гидрогенератор выдерживает без остаточных деформаций угонную частоту вращения в течение 5 минут.

Статор неразъемный. Сердечник статора набирается из сегментов, штампованных из холоднокатаной электротехнической стали. По высоте сердечник разделен на пакеты, между которыми образованы каналы для прохождения охлаждающего воздуха.

Статор гидрогенератора состоит из станины с закрепленным в ней сердечником, в пазы статора укладываются основная и дополнительная обмотки.

Корпус статора устанавливаться на подгенераторную фундаментную раму и передает на неё усилия.

Ротор генератора состоит из остова, обода, полюсов с обмоткой возбуждения, возбудителя, вала, тормозного диска, вентиляторов.

Шихтованный обод ротора набирается из сегментов, штампованных из листовой стали, и по высоте разбит на пакеты.

Соединение вала генератора с валом турбины осуществляется с помощью фланцев.

Подшипниковые узлы гидрогенератора служат для восприятия радиальных усилий их передачи на железобетонные конструкции здания через фундаментную раму.

Тип и схема установки подшипников обеспечивает высокую жесткость, надежность и долговечность эксплуатации.

Подшипники гидрогенератора выполнены на смазке с длительным сроком использования без замены.

Предусмотрена система торможения агрегата.

Тепловой контроль гидрогенератора осуществляется терморезисторами и сигнализирующими термометрами.

На гидрогенераторе предусмотрена система выявления пожара и автоматического пожаротушения распыленной водой. На питающем трубопроводе пожаротушения установлено быстродействующее запорное устройство.

Система возбуждения большого и малого генераторов

Тиристорная система возбуждения выполняется на современном техническом уровне, предназначается для возбуждения постоянным током гидрогенератора и

обеспечения поддержания напряжения на его выводах на заданном уровне во всех эксплуатационных режимах. Система обеспечивает связь с системой АСУ ТП ГЭС. Сигналы управления выполняются в дискретном виде (сухие контакты). Информационные сигналы - по RS485 и в виде аналоговых.

Предусматривается установка тиристорной системы параллельного самовозбуждения возбуждения с преобразовательным трансформатором. Предлагаемая к установке система возбуждения должна отвечать всем требованиям ГОСТ 21558-2000 и представляет собой современное, энергосберегающее силовое оборудование и комплекс аппаратуры управления и регулирования возбуждением турбогенератора с регулятором возбуждения сильного действия на базе промышленного микропроцессорного контроллера.

8.9. Кран машинного зала

Основные положения при выборе крана

Для проведения монтажа и ремонта в здании станции предусмотрена установка мостового электрического крана грузоподъемностью 32/5 т.

Грузоподъемность крана назначена по самой тяжелой операции – перенос собранного ротора гидрогенератора большого агрегата весом 28,5 т. Кран имеет главный и вспомогательные крюки. Управление краном производится из кабины.

Испытание крана выполняется с помощью гидродинамометра и анкерной тяги на монтажной площадке.

Основные параметры крана

Тип крана	—	мостовой электрический
Пролет крана, м	—	12,5
Грузоподъемность главного крюка, т	—	32,0
Грузоподъемность вспомогательного крюка, т	—	5,0
Скорость главного подъема, м/мин	—	2,0
Скорость вспомогательного подъема, м/мин	—	9,5
Скорость передвижения крана, м/мин	—	20,0
Скорость передвижения тележки, м/мин	—	20,0
Масса крана, т	—	30,0

8.10. Перечень гидросилового оборудования

№№ п/п	Наименование	Кол-во	Масса, т	
			един.	общ.
1.	Гидротурбина радиально-осевая с системой регулирования $N_{ном}$=11020 кВт	2	21,0	42,0
2.	Гидротурбина радиально-осевая с системой регулирования $N_{ном}$=4650 кВт	1	14,0	14,0
3.	Синхронный гидрогенератор с системой возбуждения $N_{ном}$=10750/11316 кВт/кВА	2	55,0	110,0

4.	Синхронный гидрогенератор с системой возбуждения $N_{ном}$=4500/4737 кВт/кВА	1	30,0	30,0
5.	Предтурбинный дисковый затвор диаметром 1600 мм	2	15,0	30,0
6.	Предтурбинный дисковый затвор диаметром 1000 мм	1	8,0	8,0
7.	Предохранительный клапан холостого водовыпуска диаметром 500 мм	3	1,0	3,0
8.	Кран мостовой машинного зала г.п. 32/5 т пролетом 12,5 м	1	30,0	30,0
	Итого:			**267,0**

8.11. Вспомогательное оборудование

Насосная осушения проточной части

Система осушения проточной части гидротурбины предназначена для удаления воды и поддержания в осушенном состоянии проточного тракта гидротурбины при проведении ремонтных работ.

В состав системы осушения проточной части входят:

- сливной клапан в отсасывающей трубе каждого агрегата с ручным приводом;
- водоприемный колодец для приема воды и создания перепада уровней на затворе отсасывающей трубы, обеспечивающего его прилегание к закладным частям;
- сливные трубопроводы, соединяющие водозаборные устройства в отсасывающей трубе с водоприемным колодцем;
- насосная, оборудованная двумя рабочими насосами, обеспечивающими откачку воды из проточной части;
- аэрационная труба, соединяющая герметичный водоприемный колодец с атмосферой.

Помещение насосной размещено под монтажной площадкой.

Система технического водоснабжения (ТВС)

Техническая вода на ГЭС используется для охлаждения воздуха в замкнутой системе охлаждения гидрогенератора, а также охлаждения масла в масляных ваннах подшипников гидроагрегата.

Система ТВС принята полностью замкнутой и абсолютно герметичной (согласно, европейским стандартам) с использованием насосов для циркуляции дистиллированной воды и вынесенного в подводную часть нижнего бьефа теплообменника для каждого агрегата (радиаторов).

В виду абсолютной герметичности и полностью замкнутой системы ТВС исключено какое-либо попадание охлаждающей воды, а также вредных веществ в реку.

Система состоит из:

- Подводный теплообменник (радиатор)
- Циркуляционный насос
- Фильтрующий элемент
- Клеммная коробка
- Сенсоры
- Подводящие трубки

Оборудование системы ТВС входит в состав гидроагрегата и размещено в непосредственной близости от него.

Маслообеспечение ГЭС

Специальное маслохозяйство на ГЭС не сооружается. Маслообеспечение станции предусматривается с учетом общей организации маслохозяйства в энергосистеме, обеспечивающей обработку, хранение и проведение химических анализов масел.

На ГЭС используется турбинное и изоляционное масло. Турбинное масло применяется для системы регулирования, смазки масляных подшипников, подпятника гидрогенератора и подшипника гидротурбины.

Изоляционное масло используется для заливки в силовые трансформаторы.

На ГЭС предусмотрен следующий перечень технологических операций:

- прием чистого масла на ГЭС из транспортных средств;
- заполнение технологического оборудования чистым маслом;
- периодическая доливка оборудования чистым маслом;
- прием масла из любого маслонаполненного узла в сливной бак в аварийных ситуациях;
- обработка эксплуатационного масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании;
- выдача эксплуатационного масла из технологического оборудования;
- выдача отработанного масла;
- отбор проб для химанализов.

Для выполнения вышеуказанных операций на ГЭС предусматривается:

- колонка приема и выдачи турбинного и изоляционного масел;
- расходный бак турбинного масла;
- сливной бак турбинного масла;
- коммуникации турбинного и изоляционного масел;
- передвижное маслоочистительное оборудование;
- передвижной насос.

Все операции с турбинным маслом выполняются в здании ГЭС.

Силовые трансформаторы расположены на территории ОРУ, а их ревизия выполняется на монтажной площадке, поэтому колонка приема и выдачи турбинного и изоляционного масел размещена на пристанционной площадке и трубами соединена с монтажной площадкой. Доливка масла в трансформаторы производится из транспортных средств на месте установки трансформаторов.

Пневматическое хозяйство

Пневматическое хозяйство обеспечивает сжатым воздухом требуемых параметров систему технические нужды (пневмоинструмент) с давлением 0,7 МПа.

Питание системы технических нужд обеспечивается двумя компрессорами (рабочий и резервный) и одним ресивером на давление 0,7 МПа.

8.12. Механическое оборудование и его назначение

Общие компоновочные решения основных сооружений ГЭС, состав и параметры механического оборудования приняты в соответствии с действующими стандартами и нормами технологического проектирования.

При разработке компоновочных чертежей механического оборудования, выборе типов и параметров изделий использованы:

- Рекомендации по выбору и компоновке механического оборудования гидротехнических сооружений гидростанций.

- Учитывая параметры отверстий, перекрываемые затворами, действующие напоры, компоновка механического оборудования выполнена с использованием плоских скользящих и колесных затворов. При этом учитывалась простота и высокая технологичность изготовления затворов такого типа, их закладных частей, а также возможность применения простейших механизмов для маневрирования затворами.

В состав сооружений гидроузла, имеющих механическое оборудование, входят:

- Строительно эксплуатационный водосброс (СЭВ);
- Глубинный водосброс;
- Водозаборное сооружение;
- Промывное сооружение;
- Отстойник с промывными галереями;
- Рыбопропускное сооружение;
- Водоприемник;
- Нижний бьеф здания станции;
- Делитель.

Строительно-эксплуатационный водосброс (СЭВ)

Строительно-эксплуатационный водосброс предназначен для пропуска строительных расходов в строительный период до 10,0 м³/с, регулирования и наполнения водохранилища, а в период эксплуатации для промыва наносов правого берега из ёмкости, создаваемой плотиной.

Строительно-эксплуатационный водосброс имеет одно отверстие, оборудованное двумя рядами затворов: основным и аварийно-ремонтным.

Основной затвор глубинный плоский колесный односекционный 2,5-2,2-8,9. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы.

Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором винтовым подъемным механизмом с электроприводом грузоподъемностью 12 тс с помощью штанг.

Основной затвор предназначен для регулирования пропусков воды при любых уровнях верхнего бьефа.

Перед пазами основного затвора располагается пазы аварийно-ремонтного затвора.

Аварийно-ремонтный затвор предназначен для перекрытия поступления воды при аварийной ситуации с основным затвором, а также при осмотре и ремонте основного затвора и его закладных частей.

Аварийно-ремонтный затвор глубинный плоский колесный 2,5-2,2-8,9. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы. Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором винтовым подъемным механизмом с электроприводом грузоподъемностью 12 тс с помощью штанг.

Конструкция закладных частей сварная из профилного и листового и профильного проката.

Глубинный водосброс

Глубинный водосброс предназначен для промыва наносов левого берега из ёмкости, создаваемой плотиной.

Глубинный водосброс имеет одно отверстие, оборудованное двумя рядами затворов основным и аварийно-ремонтным.

Основной затвор предназначен для регулирования пропусков воды при любых уровнях верхнего бьефа. Основной затвор глубинный плоский колесный односекционный 2,5-2,2-8,9. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы. Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором винтовым подъемным механизмом с электроприводом грузоподъемностью 12 тс с помощью штанг.

Перед пазами основного затвора располагается пазы аварийно-ремонтного затвора.

Аварийно-ремонтный затвор предназначен для перекрытия поступления воды при аварийной ситуации с основным затвором, а также при осмотре и ремонте основного затвора и его закладных частей.

Аварийно-ремонтный затвор глубинный плоский колесный 2,5-2,2-8,9. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы. Маневрирование затвором производится под напором винтовым подъемным механизмом с электроприводом грузоподъемностью 12тс с помощью штанг.

Конструкция закладных частей сварная из листового и профильного проката.

Водозаборное сооружение

Водозаборное сооружение предназначено для гарантированного забора воды в деривацию общим расходом до 25 м³/с и для подачи в отстойник. Водозаборное сооружение имеет на входе оголовок с двумя отверстиями, оборудованными двумя рядами затворов: основным и аварийно-ремонтным.

Основной затвор поверхностный плоский колесный 3,0-3,1-5,1. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы. Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором двухвинтовым подъемным механизмом с электроприводом грузоподъемностью 2х5,0 тс. Затвор предназначен для регулирования пропусков воды при любых уровнях верхнего бьефа.

Перед пазами основного затвора расположены пазы аварийно-ремонтного затвора 3,0-3,1-5,1. Аварийно-ремонтный затвор предназначен для перекрытия поступления воды при осмотре и ремонте основного затвора и его закладных частей, а также при аварийной ситуации. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы. Маневрирование затвором производится под напором двухвинтовым подъемным механизмом с электроприводом грузоподъемностью 2х5,0 тс.

Конструкция закладных частей сварная из листового и профильного проката.

Перед аварийно-ремонтными затворами расположена сороудерживающая решетка наклонная 14,45-3,12-1,0. Конструкция решетки сварная, выполнена в виде стержневых секций. Расстояние между стержнями в свету приблизительно 120 мм. Решетка рассчитана на перепад напоров до 1,0 м.Очистка решеток производятся вручную.

Решетка прикрепляется со стороны плотины шарниром. Для очистки решетки: решетка принимает горизонтальное положение с помощью ручной тали грузоподъемностью 2,0 тс, установленной на металлической эстакаде и фикцируется к площадке, установленной на колоннах, далее производится очистка вручную. Колонны и эстакада установлены на переливной стенке. Площатка предназначена для осмотра и очистки решетки. Для поподания на площадку предусмотрены металлические лестницы с двух сторон водозабора.

Средняя скорость воды в створе решетки может достигать 1,0 м/с.

Перед водозабором, с боковым отводом в плотине устраивается промыная галлереи одним пролетом 1,0 м.

Промывник предназначен для сброса воды с донными наносами в нижний бьеф СЭВ.

Промывная галерея имеет один пролет, которые оборудован плоскими скользящий затвором, маневрирование которым осуществляется одновинтовым подъемным механизмом.

Затвор глубинный плоский колесный 1,0-1,0-6,0. Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором одновинтовым подъемным механизмом с электрогприводом грузоподъемностью 5,0 тс.

Конструкция затвора и закладных частей сварная из листового и профильного проката. Боковые уплотнения выполняются из резины специального профиля. Нижнее горизонтальное уплотнение из полосовой резины.

Отстойник с промывными галереями

Отстойник служит для отстоя грунтовых наносов с дальнейшим промывом через промывные галереи в промывной канал. Отстойник выполнен с переливом на левой стенке для беспрепятственного движения воды в случае экстренного закрытия аварийного затвора на водоприемнике.

В середине отстойника по течению, а так же в конце, на левой стенке расположены два промывных отверстия, на которых установлены пазы затвора плоского колесного 1,0-1,0-6,0. Конструкция затворов и закладных частей сварная из листового и профильного проката. Боковые уплотнения выполняются из резины специального профиля. Нижнее горизонтальное уплотнение из полосовой резины.

Опускание затворов на порог и его подъем производится под напором одновинтовым подъемным механизмом с эслектрическим приводом грузоподъемностью 5,0 тс. Затворы предназначен для пропусков воды при промывке дна отстойника.

Рыбопропускное сооружение

Рыбопропускное сооружение предназначено для пропуска проходных, полупроходных и, в некоторых случаях, жилых рыб через гидроузел, создающие перепады уровней на водотоке. Рыбопропускное сооружение строят главным образом для ценных пород проходных рыб.

В оголовке рыбопропускного сооружения устанавливается затвор с закладными частями затвора. Подъемник - ручной винтовой. Затвор плоский колесный глубинный 0,5-0,8-2,5. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы. Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором винтовым подъемным механизмом с ручным приводом грузоподъемностью 2,5 тс.

Конструкция закладных частей сварная из профильного и листового проката.

Водоприемник

Водоприемник предназначен для гарантированного забора воды в напорный водовод диаметром 2,8 м общим расходом до 22,8 м³/с с минимально возможными потерями напора, недопущения попадания в турбинные водоводы крупных плавающих предметов, прекращения доступа воды в водовод в аварийной ситуации или для ремонта с одновременной подачей воздуха, а также для заполнения водовода малым расходом воды с выпуском воздуха.

В соответствии с выполняемыми функциями водоприемник оснащен сороудерживающими решетками, аварийно-ремонтным затвором с закладными частями и аэрационными проемами.

Сороудерживающая решетка вертикальная стержневая односекционная перекрывает поверхностное отверстие пролетом 3,4 м высотой 5,0 м. Решетка расположена на входе в водоприемник, отметка порога 1440,60 м.

Средняя скорость воды в створе решетки может достигать 1,0 м/с.

Конструкция каркаса решетки сварная. К этому каркасу с расстоянием в свету 80 mm должны крепиться прямоугольные полосы решетки, предварительно набранные на шпильки. Для сохранения расстояния между стержнями одеты трубки.

Очистка сороудерживающих решеток производится вручную поднятием решоток в отметку 1446,50 с помощью, спаренной электроталью грузоподъемностью 2х3,2т который установлен на монорелсь металлической эстакады консолного типа. Конструкция эстакады сварная, состоит их прокатного профиля и листового металла.

Для проведения осмотра или ремонта закладных частей аварийно-ремонтного затвора в водозоборе опускают затвор и открывают промывные галереии для опорожнения отстойника.

Аварийно-ремонтный затвор предназначен для перекрытия поступления воды в трубопровод при аварийной ситуации. Затвор глубинный плоский колесный односекционный 2,8-2,8-4,8. Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором канатным подъемным механизмом грузоподъемностью 10,0тс.

За аварийно-ремонтным затвором выполняется проем для впуска (выпуска) воздуха при опорожнении (заполнении) водой трубопровода. Заполнение трубопровода водой производится подъемом аварийно-ремонтного затвора на высоту не более 0,1 м.

Механизм управления затвором индивидуальный стационарный, грузоподъемностью 10,0 тс используется для автоматического быстрого сброса затвора под собственным весом при аварии с напорным водоводом или при выходе гидроагрегата в угонный режим. Подъем затвора дистанционный. Механизм также имеет ручной привод.

Конструкция затвора и закладных частей сварная из листового проката. Боковые уплотнения выполняются из резины специального профиля. Нижнее горизонтальное уплотнение из полосовой резины.

Здание станции

Механическое оборудование нижнего бьефа предназначено для перекрытия отсасывающих труб в случае ремонта агрегатов. В выходных отверстиях отсасывающих труб предусмотрены пазы для установки ремонтного плоского скользящего двухсекционного затвора 2,32-4,0-3,8 для больших агрегатов и ремонтного плоского скользящего двухсекционного затвора 1,67-4,0-3,9 для малого агрегата. Затвор сварной конструкции. Уплотнения затвора располагаются с безнапорной стороны. Верхнее горизонтальное и боковые уплотнения выполнены из резины специального профиля, нижнее горизонтальное уплотнение из резиновой полосы. Маневрирование затворами производится электроталью грузоподъемностью 3,2 тс в спокойной воде. При подъеме

затвора выравнивание горизонтов воды в нижнем бьефе и отсасывающей трубе осуществляется с помощью приподнятием на 100мм верхней секции затвора. Электротал перемешается по монорельсу установленной на металлические консоли. Затворы хранятся на специальной площадке с помощью приспособлений хранения затворов.

Конструкция закладных частей сварная из листового проката.

Распределительное сооружение

Распределительное сооружение имеет два пролет, один пролет направляет воду в реку Кора, второй в водоподводящий тракт ГЭС-2 (перспективная ГЭС). Каждый пролет оборудован плоским колесным затвором и двухвинтовым подъемным механизмом грузоподъемностью 2х2,5 тс.

Затвор глубинный плоский колесный 3,2-1,5-1,4. Опускание затвора на порог и его подъем производится под напором двухвинтовым подъемным механизмом с электрогприводом грузоподъемностью 2х2,5тс.

Конструкция затвора и закладных частей сварная из листового и профильного проката. Боковые уплотнения выполняются из резины специального профиля. Нижнее горизонтальное уплотнение из полосовой резины.

Сводная спецификация механического оборудования

№ п/п	Наименование	Кол-во	Масса, тонн	
			ед.	общая
	I. СЭВ			
1	Затвор основной плоский колесный 2,5-2,2-8,9	1	2,5	2,5
2	Закладные части основного затвора плоского колесного 2,5-2,2-8,9	1	3,5	3,5
3	Штанга	1	0,5	0,5
4	Затвор аварийно-ремонтный плоский колесный 2,5-2,2-8,9	1	2,5	2,5
5	Закладные части затвора аварийно-ремонтного плоского колесного 2,5-2,2-8,9	1	3,5	3,5
6	Штанга	1	0,5	0,5
7	Подъемник одновинтовой с электроприводом г.п.12тс	2	1,0	2,0
8	Прочие м.к.			1,0
	Итого:			**16,0**
	II. Глубинный водосброс			
1	Затвор основной плоский колесный 2,5-2,2-8,9	1	2,5	2,5
2	Закладные части основного затвора плоского колесного 2,5-2,2-8,9	1	3,5	3,5
3	Штанга	2	0,5	1,0
4	Подъемник одновинтовой с электроприводом г.п.12тс	2	1,0	2,0
5	Затвор аварийно-ремонтный плоский колесный 2,5-2,2-8,9	1	2,5	2,5
6	Закладные части затвора аварийно-ремонтного плоского колесного 2,5-2,2-8,9	1	3,5	3,5
7	Прочие м.к.			1,0

	Итого:			**16,0**
	III. Водозаборное сооружение			
1	Затвор основной плоский колесный 3,0-3,1-5,1	1	2,5	2,5
2	Закладные части основного затвора плоского колесного 3,0-3,1-5,1	1	3,0	3,0
3	Подъемник двухвинтовой с электроприводом г.п.2х5тс	2	0,5	1,0
4	Затвор аварийно-ремонтный плоский колесный 3,0-3,1-5,1	1	2,5	2,5
5	Закладные части аварийно-ремонтного затвора плоского колесного 3,0-3,1-5,1	1	3,0	3,0
7	Сороудерживающая решетка наклонная 14,45-3,12-1,0	1	14	14
8	Эстакада с монорельсом	1	3,0	3,0
9	Лестница с площадкой металлическая для обслуживания решетки	1	2,5	2,5
10	Ручная таль грузоподъемностью 2,0 тс	1	0,2	0,2
11	Закладные части основного затвора плоского колесного 1,0-1,0-6,0	1	1,0	1,0
12	Штанга	1	0,25	0,25
13	Подъемник одновинтовой с электроприводом г.п. 5тс	1	0,5	0,5
14	Затвор основной плоский колесный 1,0-1,0-6,0	1	1,0	1,0
15	Прочие м.к.	1		1,5
	Итого:			**35,95**
	IV. Отстойник с промывными галереями			
1	Затвор основной плоский колесный 1,0-1,0-6,0	2	1,0	2,0
2	Закладные части основного затвора плоского колесного 1,0-1,0-6,0	2	1,0	2,0
3	Штанга	2	0,25	0,5
4	Подъемник одновинтовой с электроприводом г.п. 5тс	2	0,5	1,0
5	Прочие м.к.	1	1,0	1,0
	Итого:			**6,5**
	V. Рыбопропускное сооружение			
1	Затвор плоский колесный 0,5-0,8-2,5	1	1,0	1,0
2	Закладные части затвора плоского колесного 0,5-0,8-2,5	1	0,5	0,5
3	Подъемник одновинтовой ручной г.п. 2,5 тс	1	0,3	0,3
4	Прочие м.к.	1		0,7
	Итого:			**2,5**
	VI. Водоприемник			
1	Затвор аварийно-ремонтный плоский колесный 2,8-2,8-4,8	1	4,0	4,0
2	Закладные части затвора аварийно-ремонтного плоского колесного 2,8-2,8-4,8	1	2,5	2,5

3	Механизм подъема гп. 10,0тс	1	5,0	5,0
4	Эстакада механизма подъема гп. 10,0тс	1	8,0	8,0
5	Решетка сороудерживающая 3,4-5,0-2,0	2	5,0	10,0
6	Закладные части сороудерживающей решетки 3,4-5,0-2,0	2	2,5	5,0
7	Спаренная электроталь грузоподъемностью 2х3,2т	1	1,0	1,0
8	Эстакада с монорельсом	1	8,0	8,0
9	Прочие м.к.			1,5
	Итого:			**45,0**
	VII. Здание станции (НБ)			
1	Затвор ремонтный плоский скользящий 2,32-4,2-4,0	1	3,0	3,0
2	Закладные части ремонтного затвора плоского скользящего 2,32-4,2-4,0	2	3,0	6,0
3	Затвор ремонтный плоский скользящий 1,67-4,2-4,0	1	1,5	1,5
4	Закладные части ремонтного затвора плоского скользящего 1,67-4,2-4,0	1	2,5	2,5
5	Приспособление для хранения затвора	8	0,2	1,6
6	Эстакада с монорельсом	1	6,0	6,0
7	Грузовая тележка гп. 3,2 тс	1	1,0	1,0
8	Прочие м.к.	1		1,0
	Итого:			**22,6**
	Распределительное сооружение			
1	Затвор плоский колесный 3,2-1,5-1,4	2	1,5	3,0
2	Закладные части затвора плоского колесного 3,2-1,5-1,4	2	1,0	2,0
3	Подъемник двухвинтовой с электроприводом г.п. 2х2,5тс	2	0,3	0,6
4	Прочие м.к.	1	1,0	1,0
	Итого:			**6,6**
	Всего:			**151,15**

9. Электротехнические устройства

9.1. Главная схема электрических соединений

9.1.1. Основные исходные положения

Электротехническое оборудование размещается в здании станции.

Проект разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК);
- СП РК 4.04-109-2013 «Правила проектирования силового и осветительного оборудования промышленных предприятий»;
- СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.08.2018 г.);
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.11.2019 г.);
- другие действующие нормативные документы на территории Республики Казахстан

Основными критериями выбора главной схемы электрических соединений ГЭС явились ее простота, ремонтопригодность и надежность в эксплуатации. Для надежности работы ГЭС необходима ее постоянная связь с энергосистемой. Изолированная от системы работа ГЭС проектом не предусматривается.

9.1.2. Присоединение ГЭС к системе

Выдача мощности в систему принята в соответствии с техническими условиями ТОО «КараталТранзит» и предусматривает строительство подстанции 110/10кВ «Кора-3» (ОРУ-110кВ) с двумя трансформаторами мощностью по 16 МВА по схеме 110-5Н «Схема мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» на территории пристанционной площадки ГЭС. В настоящий проект разработка подстанции не входит и выполнена по другому титулу «Объекты выдачи мощности ГЭС-3 на реке Кора. Строительство ПС 110/10кВ «Кора-3»» шифр №1105-202. Данный проект имеет положительное заключение экспертизы №01-0186/20 от 10.04.2020г.

Для выдачи мощности ГЭС предусмотрено присоединение КРУ-10кВ в здании станции кабелями к трансформаторам подстанции. А подстанция, в свою очередь, присоединена к двухцепной ВЛ-110кВ от ПС 110/10 кВ «Кора-3» до ВЛ-110 кВ ПС 110/35/6кВ «Каратальская ГЭС-4» - «Точка присоединения Чижинской ГЭС-2». Выбранная схема обеспечивает надежную связь с системой в послеаварийных и ремонтных режимах (выключателей и ВЛ) без ограничения выдачи мощности ГЭС.

Схема присоединения к существующим электрическим сетям приведена на рисунке 9.1.

9.1.3. Главная схема электрических соединений

Главная схема электрических соединений представлена на рисунке 9.2.

Три генератора подключаются к двум секциям сборных шин КРУ-10 кВ через вакуумные выключатели. Один большой и один малый агрегаты подключаются к I секции шин КРУ-10 кВ, другой большой агрегат к II секции. Секционный выключатель нормально отключен. К выводам генераторов присоединены измерительные трансформаторы

напряжения и силовые трансформаторы системы возбуждения. В ячейках выключателей и выводах нейтрали генераторов установлены трансформаторы тока, используемые для работы основных защит генераторов. К шинам генераторного напряжения КРУ-10 кВ присоединяются два силовых повышающих трансформатора 10.5/110 кВ: мощностью 2х16000 кВА; два трансформатора собственных нужд мощностью 400 кВА, 10.5/0.4 кВ. К этим же шинам присоединена воздушная линия 10 кВ, идущая от здания станции до КТП «Водозабор (ГВУ)», которая служит для питания электротехнических устройств на водозаборе ГЭС, освещения. Также предусмотрена резервная линейная ячейка для присоединения отходящей резервной линии. Измерительные трансформаторы напряжения так же подключены к шинам на обоих секциях. Выдача мощности организована на напряжении 110 кВ.

План ОРУ-110/10 кВ представлен на рисунке 9.3.

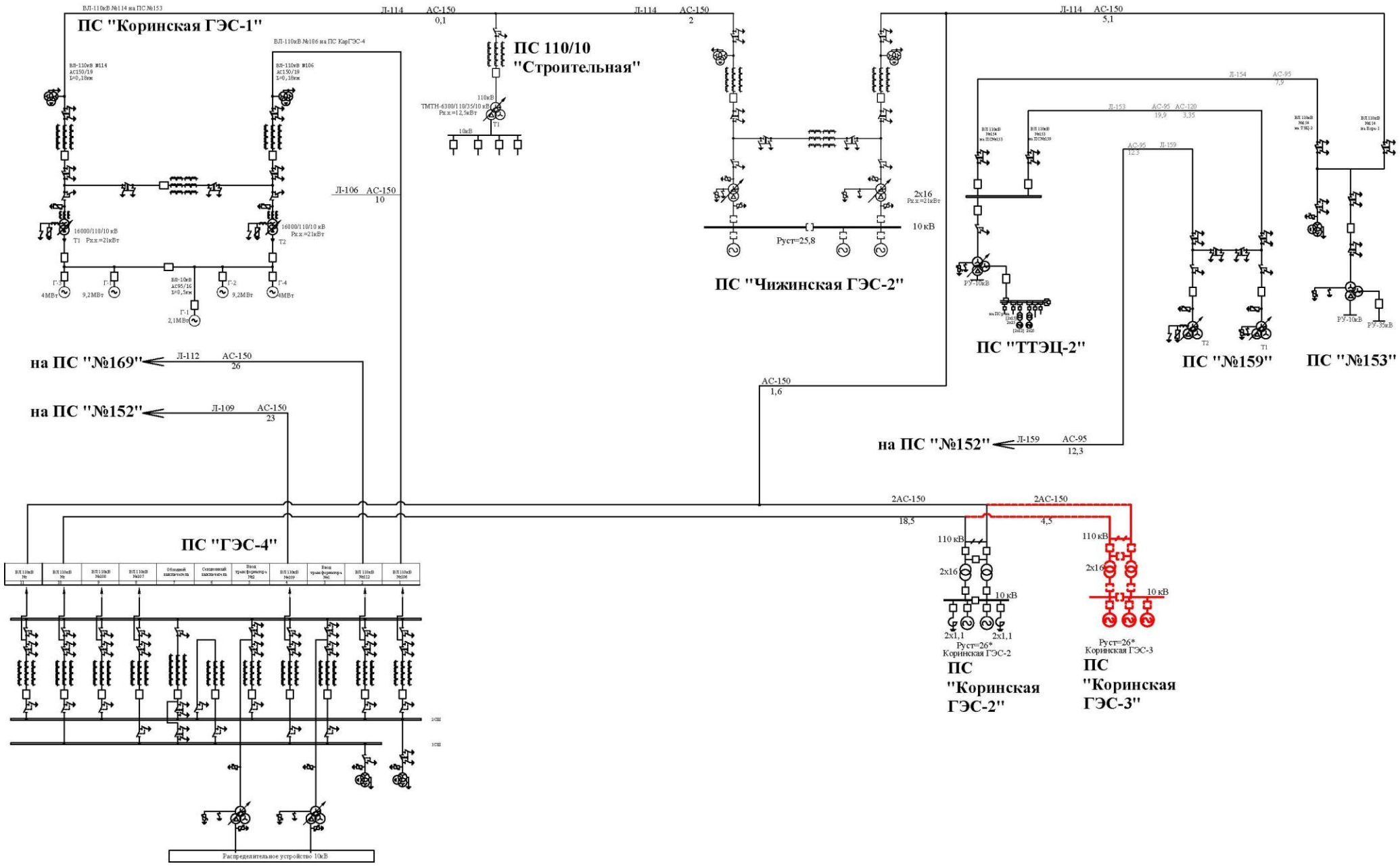


Рис. 9.1. - Схема присоединения ГЭС-3 на реке Кора к системе

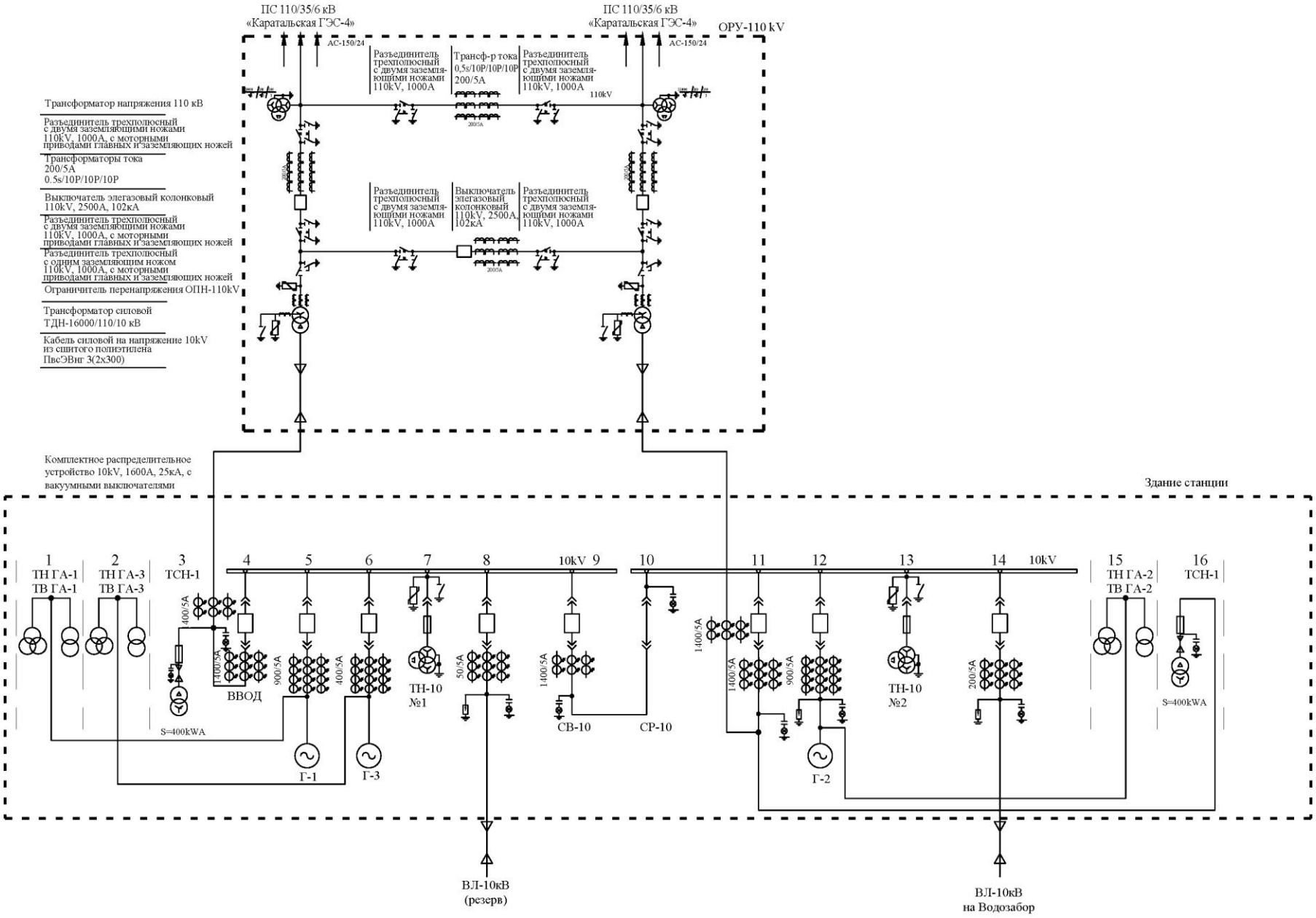


Рис. 9.2 - Главная схема электрических соединений

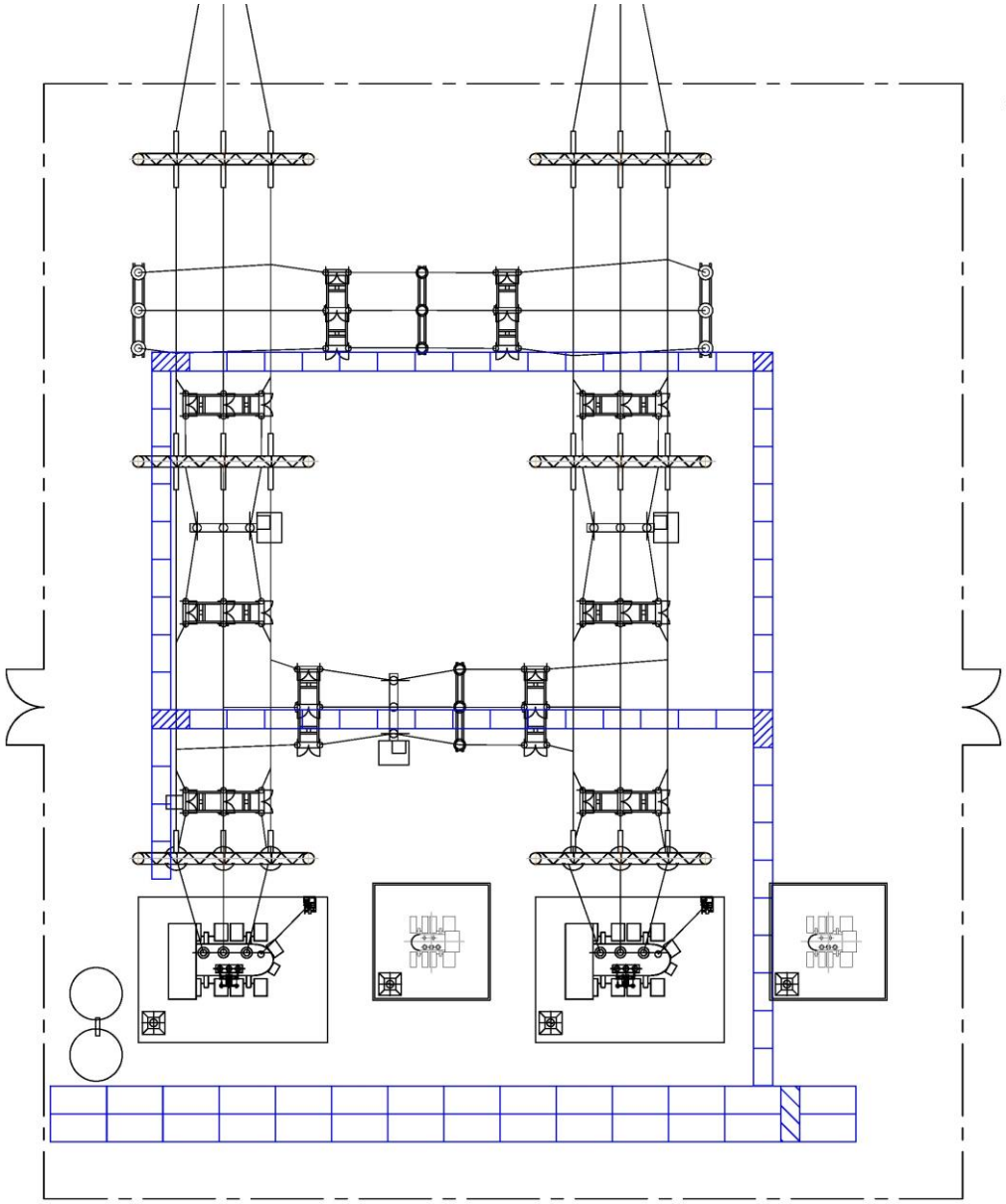


Рис. 9.3 – План ОРУ-110/10 кВ

9.2. Основное электротехническое оборудование

Основное электротехническое оборудование, устанавливаемое на ГЭС, выбрано в соответствии с главной схемой электрических соединений и расчетами токов короткого замыкания приведены в таблице 9.1..

Таблица 9.1 - Перечень основного и вспомогательного электротехнического оборудования

Наименование оборудования	Параметры	Ед. изм.	Кол-во
Трансформатор силовой трехфазный масляный с охлаждением принудительной цикруляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (ONAF), двухобмоточный	16000 кВА, 11,0/115 кВ, ек=10,5%	комп.	2
Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный сухой с литой изоляцией с естественным воздушным охлаждением, в защитном кожухе	400 кВА, 10.5/0.4 кВ, $e_к$=4.5%	шт.	2
Выключатель трехполюсный элегазовый баковый с электромагнитным приводом со встроенными трансформаторами тока 200/5А	110 кВ; 2000 А; 102 кА	комп.	3
Разъединитель трехполюсный с двумя заземляющими ножами	110 кВ, 1000 А	комп.	8
Разъединитель трехполюсный с одним заземляющим ножом	110 кВ, 1000 А	комп.	2
Трансформатор тока	110 кВ	шт.	3
Трансформатор напряжения однофазный	$\frac{110000}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}$	шт.	6
Ограничитель перенапряжений однофазный	110 кВ	шт.	6
Комплектное распределительное устройство 10 кВ внутренней установки, двухстороннего обслуживания	10 кВ, 1600 А, 25 кА	яч.	16
Комплектная трансформаторная подстанция с двумя вводами: от трансформатора и дизель-генератора и АВР	63 кВА, 10/0,4 кВ	комп.	1
Дизель-генераторная установка с устройством автоматического ввода резерва в шумоизоляционном всепогодном кожухе	200 кВА	комп.	1
Дизель-генераторная установка с устройством автоматического ввода резерва в шумоизоляционном всепогодном кожухе	40 кВА	комп.	1
Щит собственных нужд переменного тока внутренней установки, двухсекционный, двухстороннего обслуживания: – Шкаф с вводным автоматическим выключателем Iн=630А – 2 шт – Шкаф отходящих фидеров с автоматическими выключателями от Iн=40А до Iн=250А -3 шт	0.4 кВ	пан.	5
Аккумуляторная малообслуживаемая батарея на 104 элементов	200 Ah/2V	комп.	1
Зарядно-подзарядное устройство	=220 В	пан.	2
Щит постоянного тока =220 В (панели с отходящими фидерами на ток до 100 А)		пан.	2
Пункты распределительные, щитки освещения и сварки внутренней и наружной установки переменного и постоянного тока		шт.	28
Панели релейной защиты и управления выключателями 110 кВ	2200x600x800	шт.	6

Наименование оборудования	Параметры	Ед. изм.	Кол-во
Шкаф осциллографа с полным комплектом аппаратуры для локальной и модемной связи		шт.	1
ПТК АРМ РЗА		комп.	1
Комплект поверочной аппаратуры с полным программным обеспечением в составе: – Комплекс для проверки простых устройств РЗА типа РЕТОМ-21 в комплекте с РЕТ-ВАХ-2000, РЕТ-3000, СПП-80; – Вольтамперфазометр типа РЕТОМЕТР-М2 – Мультиметр типа FLUKT-87V; – Мегаомметр на 500 В; – Мегаомметр на 1000 В; – Мегаомметр на 2500 В.		комп.	1
Двухместный диспетчерский рабочий пульт управления ГЭС	Пульт стол 2400х1200	комп.	1
Панель синхронизации	Панель 2000х600х800	шт.	1
Система электрических измерений	Панель 2000х600х800	шт.	1
Автоматизированное рабочее место программиста	ноутбук	шт.	1
Система управления затворами гидротехнического сооружения	Панель 2200х600х800	шт.	2
Система гидротехнических измерений	Панель 2200х600х800	шт.	1
Система управления гидроагрегатом САУГА	Панель 2200х600х800	шт.	3
Шкаф силовой МНУ	1000х600х400	шт.	3
Система возбуждения генератора	Панель 2400х800х800	шт.	6
Шкафы автоматики системы управления агрегатом	500х400х220	шт.	3
Шкафы автоматики системы управления вспомогательным технологическим оборудованием ГЭС	500х400х220	шт.	9
Система охранной периметральной сигнализации		комп.	1
Оборудование связи		комп.	1
Система контроля доступа		комп.	1
Главный щит освещения с двумя питаниями и АВР на 12 автоматов до 100 А внутренней установки		комп.	1
Кабельная продукция		комп.	1

9.3. Релейная защита

Релейная защита элементов ГЭС-3 (далее – ГЭС) разработана в соответствии с существующими "Правилами устройства электрических установок" и действующими директивными и руководящими указаниями в этой области.

Электрические защиты всех элементов ГЭС выполняются на микропроцессорной технике, так как эти защиты обладают большой чувствительностью и надежностью. В связи с тем, что на станции предусматривается система автоматического управления технологическим процессом, для простоты стыковки защит с системой АСУ ТП и для

удобства работы эксплуатации защиты всех элементов ГЭС будут иметь одинаковые протоколы общения с АСУ.

Комплекс защит силовых трансформаторов ГЭС и линий 110 кВ выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных комплектов защит. Встроенная клавиатура и дисплей позволяют менять уставки защит, выдержки времени и "матрицу отключения". Дискретные входные и выходные сигналы защит могут объединяться в любой логической комбинации. Выходы на отключение и на сигнализацию от каждой защиты или логической функции подключаются к выходным реле и светодиодным индикаторам через программируемую матрицу. Стандартный пользовательский интерфейс обеспечивает простоту подключения устройства и его конфигурирование. Наличие последовательных каналов передачи данных обеспечивают возможность передачи информации о текущем состоянии устройства в систему АСУ ТП. Система обеспечивает регистрацию событий и автоматическое осциллографирование анормальных режимов. Оба комплекта защит располагаются либо в одном шкафу, либо в разных.

Управление выключателями 110 кВ выполняется на микропроцессорной технике в отдельных шкафах.

Защиты генераторов и управление генераторным выключателем выполняются с помощью терминалов, которые встраиваются в шкафы КРУ-10 кВ.

Защиты шинного трансформатора напряжения и секционного выключателя 10 кВ выполняются также на микропроцессорной технике с помощью терминалов, встраиваемых в шкафы КРУ-10 кВ.

Для осциллографирования аварийных процессов предусматривается шкаф, выполненный на микропроцессорной технике с полным комплектом для локальной и модемной связи.

Для каждой системы защит (каждого терминала) предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы тока и напряжения, отдельные цепи по постоянному току, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

Все соединения между шкафами КРУ-10 кВ и шкафами защит генераторов и силовых трансформаторов выполняются экранированными кабелями, заземленными с двух сторон.

Для защиты генератора предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- продольная дифференциальная защита генератора;
- максимальная токовая защита от внешних к.з.;
- защита от повышения напряжения генератора;
- защита от понижения напряжения генератора;
- защита от потери возбуждения генератора;
- защита генератора от несимметричных перегрузок и коротких замыканий;
- защита генератора от симметричных перегрузок;
- защита генератора от перевозбуждения;
- защита от асинхронного режима;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины;
- устройство контроля синхронизма;
- функции АУВ, УРОВ и ЛЗШ.

Для защиты силового двухобмоточного трансформатора предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- дифференциальная защита от всех видов к.з. внутри трансформатора;
- максимальная токовая защита;

- защита от перегрузки током обратной последовательности;
- токовая защита нулевой последовательности от к.з. на землю;
- газовая защита трансформатора;
- защита от симметричной перегрузки;
- функция УРОВ.

Для защиты линий 110 кВ предусматриваются следующие защиты:

- продольная дифференциальная токовая защита с оптическим каналом связи между полукомплектами;
- пяти (трех) ступенчатая направленная дистанционная защита с блокировкой при качаниях, с передачей сигналов телеускорения и телеотключения по каналу связи;
- четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности от к.з. на землю с передачей сигналов телеускорения и телеотключения по каналу связи;
- одно (двух) ступенчатая максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени;
- защита от повышения/понижения напряжения;
- частотная защита
- функция УРОВ, АУВ, АПВ с контролем синхронизма.

В шкафах управления выключателями 110 кВ реализованы следующие функции:

- прием команд включения и отключения;
- контроль и фиксацию положения выключателя;
- блокировка от многократных включений;
- защита от неполнофазного режима и от непереключения фаз выключателя;
- для выключателей линий АПВ с контролем синхронизма.

Для защиты трансформаторов напряжения 110 кВ предусматривается шкаф микропроцессорных защит с защитами от повышения напряжения и от понижения напряжения.

Для защиты линии 10 кВ предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- защита от к.з. на землю;
- функции АУВ, УРОВ, ЛЗШ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- защита от повышения напряжения;
- защита от понижения напряжения.

Для защиты секционного выключателя предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- максимальная токовая защита;
- функции АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АПВ.

Для осциллографирования аварийных процессов предусматривается шкаф, выполненный на микропроцессорной технике с полным комплектом для локальной и модемной связи.

На станции предусматривается программно-технический комплекс автоматизированного рабочего места релейщика (ПТК АРМ РЗА). ПТК АРМ РЗА

обеспечивает сбор, хранение информации о состоянии устройств релейной защиты, настройку защит, самодиагностику, мониторинг текущих значений всех электрических параметров, учет срабатывания защит. А также осуществляет связь (передача и прием информации и управляющих воздействий) с АСУ ТП ГЭС по интерфейсу Ethernet.

Для проверки и испытаний сложных микропроцессорных устройств релейной защиты предусматривается комплект поверочной аппаратуры.

9.4. Автоматизация

Автоматизированная система управления технологическим процессом ГЭС

Система автоматизированного управления технологическими процессами ГЭС (АСУ ТП ГЭС) представляет собой систему, состоящую из комплекса технических средств, станционной вычислительной сети, математического, программного обеспечения и заполнения машинной информационной базы достаточных, при вводе системы в действие, для выполнения одной или более задач.

АСУ ТП ГЭС работает в реальном масштабе времени и позволяет оперативному персоналу ГЭС, используя технические и программные средства, обеспечивать эффективное управление процессом выработки электрической энергии.

Структурно АСУ ТП ГЭС разделена на два уровня:

- агрегатный уровень управления – систем автоматического регулирования и управления гидроагрегатами;
- станционный уровень управления.

Агрегатный уровень управления

Агрегатный уровень управления обеспечивает:

- пуск и останов гидроагрегата при ручном или автоматическом управлении;
- управление гидроагрегатом на режиме холостого хода;
- подключение в энергосистему методом точной (ручной/автоматической) синхронизации и методом самосинхронизации;
- работа на изолированную нагрузку;
- регулирование активной мощности;
- функции технологической автоматики (управление гидроагрегатом на режимах пуска, останова, управление системой возбуждения);
- функции гидромеханических, электрических и тепло/вибрационных защит с формированием команд на аварийный останов с закрытием НА;
- управление вспомогательным оборудованием гидроагрегата (системы МНУ и ТВС, байпас, затвор);
- формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации, вы-бор режимов и предоставление информации на сенсорный жидко-кристаллической панели;
- регистрирование аварийных событий;
- связь с системой верхнего уровня по сети (скорость 100 MBit/s), установка интерфейса Profibus-DP или Industrial Ethernet.

Оборудование агрегатного уровня управления поставляется комплектно с гидроагрегатом.

Общестанционный уровень управления

Центральный пульт управления

На ГЭС предусматривается организация Центрального пульта управления (ЦПУ) в составе:

- автоматизированного рабочего места дежурного в составе:
- одноместного пульт-стола;
- двух мониторов не менее 27”;
- клавиатуры;
- манипулятора;
- звуковых колонок;
- принтера/сканера;
- рабочего кресла;
- шкафа для хранения документации;
- центрального сервера ПТК ЦС;
- регистратора аварийных событий;
- системы единого времени (GPS);
- системы управления гидротехническим сооружением (ПТК ГИ);
- программно-технического комплекса вспомогательного оборудования ГЭС (ПТК ВО).

Для связи уровней управления и удаленными модулями будет использован волоконно-оптический кабель 100 Mbit, со скоростью передачи 100 МВ.

Устройства, устанавливаемые на ЦПУ, должны обеспечивать:

Функции управления:

- оперативное директивное управление двумя гидроагрегатами во всех режимах;
- управление затворами гидротехнических сооружений;
- ввод установочной информации в станционные контроллеры;
- управление выключателями КРУ10 кВ и ОРУ 110 кВ;
- самодиагностика системы.

Информационные функции:

- сбор и отображение на мониторах ЦПУ информации о положении коммутационных элементов высоковольтного и низковольтного оборудования, прием и отображение информации электрических параметров, аварийной и предупредительной сигнализации (видеокадры, графики);
- сбор и отображение информации по всему технологическому оборудованию;
- отображение гидротехнических измерений;
- регистрация во времени всех технологических событий;
- регистрация и динамическое отображение на экране основных аналоговых электрических и гидродинамических параметров;
- формирование и вывод на печать суточной ведомости ГЭС;
- накопление статической информации для задач анализа, отчетности, прогноза;
- отображение показаний тока, напряжения, частоты на шинах ГЭС;
- отображение показаний тока, напряжения, активной мощности генераторов;
- отображение уровней бьефов, напора, перепада воды на сороудерживающих решетках;
- отображение установочной информации контроллеров ПТК ГА G1 (G2, G3), затворов и т.д.;

- отображение состояния системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ 50 Гц, 220 В, 00 Гц;
- мониторинг средств РЗА с возможностями контроля состояния приборов РЗА, контроля (и ввода) установочной информации, получения из приборов и просмотра заархивированной приборами РЗА информации об аварийных событиях и параметров аварий (в табличном виде и в виде осциллограмм электрических процессов);
- речевая и световая сигнализация.
- сбор и отображение данных мониторинга КРУ 10 кВ и ОРУ 110 кВ, главных трансформаторов, систем СН переменного тока 0,4 кВ и постоянного тока 220 В;
- передачу всего объема информации Диспетчерские службы местных сетей и Энергосистемы;
- прием и распределение метки времени по системам измерения и управления.

На ПТК ЦС предусматривается возможность горячей замены вышедших из строя жестких дисков. Для предотвращения переполнения базы данных предусматривается процедура временной деградации оперативной информации.

Система гидротехнических измерений предназначена для обеспечения работоспособности систем управления гидроагрегатов G1, G2, G3.

В состав системы гидротехнических измерений входит:

- комплекты датчиков измерения уровня верхнего и нижнего бьефов;
- комплекты датчиков измерения перепада воды на сороудерживающих решетках.

Система гидротехнических измерений обеспечивает:

- управление аварийно-ремонтными затворами;
- управление плоским затвором водосбросного сооружения;
- отображение гидротехнических измерений и положения затворов;
- отображение информации об измеряемых параметрах, величине заданий и о текущих режимах работы гидроагрегатов на экране панельного компьютера;
- учет и хранение информации о событиях, режимах работы и возникающих неисправностях.

Панель синхронизации

Панель синхронизации выполняется общестанционной и предназначена для синхронизации систем управления агрегатов и систем возбуждения с параметрами сети.

На лицевой панели шкафа устанавливается дисплей, отображающий параметры синхронизации (напряжение, ток, частота).

Информация по сетевому интерфейсу передается на панель САУГА, систему возбуждения и АРМ диспетчера.

Шкаф электрических измерений (ШЭИ)

ШЭИ предназначен для сбора и отображения электрических параметров гидроагрегата.

В составе ШЭИ отсутствует контроллер. Для сбора электрических параметров в шкафу устанавливается универсальный измерительный преобразователь

На лицевой панели шкафа устанавливаются щитовые показывающие приборы (мощность, напряжение, ток, частота).

Информация по сетевому интерфейсу передается на панель САУГА и АРМы

диспетчеров.

Со стороны генератора производятся следующие измерения:

- ток генератора в трех фазах;
- напряжение на выводах генератора;
- активная мощность генератора;
- реактивная мощность генератора;
- частота.

Измеряемые величины поступают в многофункциональные измерительные преобразователи. Преобразованные величины передаются на АРМ.

На шинах 110 кВ измеряются:

- напряжение на каждой секции шин;
- частота на каждой секции шин.

На каждой линии 110 кВ измеряются:

- ток в трех фазах;
- активная мощность;
- напряжение;
- частота;
- реактивная мощность.

На шинах 10 кВ измеряются:

- напряжение на системе шин КРУ;
- частота на системе шин КРУ.

На каждой линии 10 кВ измеряются:

- ток в трех фазах;
- активная мощность;
- напряжение;
- частота;
- реактивная мощность.

На трансформаторах собственных нужд 0,4 кВ:

- ток в трех фазах.

Все измеряемые величины по ОРУ-110 кВ после преобразования передаются в АРМы диспетчеров и систему АСУ ТП.

Структурная схема АСУ ТП ГЭС приведена на рисунке 9.4.

Автоматизированное рабочее место инженера-программиста

Для обслуживания и наладки системы АСУ ТП ГЭС в поставке предусматривается автоматизированное рабочее место инженера-программиста (ПТК АРМ ППО), включающее в себя в себя технические средства контроля функционирования ПТК и АСУ ТП, средства коррекции программного обеспечения и документации, средства наладки ПТК и АСУТП.

ПТК АРМ ППО обеспечивает:

- тестирование аппаратуры ПТК, в том числе модулей ввода/вывода;
- прием, отображение на экранах операторских терминалов и подробное документирование сообщений о повреждениях в системе управления.;
- отображение и документирование сигналов, поступающих в АСУ ТП ГЭС, в том числе сигналов, характеризующие состояние АСУ ТП ГЭС и технологического объекта;
- представление диагностических справок;

- структурирование систем автоматического управления и регулирование в режиме диалога;
- коррекцию и дополнение прикладного программного обеспечения, как на уровне контроллеров, так и операторских станций;
- имитацию сигналов.

АРМ ДИСа с функциями сервера сбора данных

Программно-технический комплекс АРМ ДИСа обеспечивает:

- управление гидроагрегатами (пуск останов)
- регулирование активной мощностью;
- циклический съем информации с контроллеров системы управления агрегата и вспомогательных систем;
- первичную обработку информации и подготовку информации о состоянии технологического процесса и технических средств, для ее последующего отображения на мониторе дежурного;
- архивирование оперативной информации и ее извлечение;
- формирование аварийной и предупредительной сигнализации;
- формирование и ведение «журнала событий»;
- статистическую обработку информации;
- ведение и сохранение архивов.

Режим работы АРМов ДИСа – непрерывный. Для предотвращения переполнения базы данных должна предусматривается процедура временной деградации оперативной информации.

Система управления затворами гидротехнического сооружения

В системе контроля и управления затворами гидротехнического сооружения устанавливаются измерительные приборы, отображающие гидротехнические параметры, положения механизмов, органы управления оборудованием. Система позволяет управлять оборудованием, как в местном режиме, так и по командам с ЦПУ, при этом должен выполняться приоритет команд ЦПУ. Вся информация о состоянии гидротехнического сооружения выносится на дисплеи АРМа оператора.

Система управления затворами гидротехнического сооружения обеспечивает:

- первичная обработка информации;
- управление аварийно-ремонтными затворами головного узла;
- автоматическое закрытие АРЗ по команде с агрегатного уровня, или с ЦПУ;
- подготовка информации о состоянии технологического оборудования и технических средств, для ее бесперебойного отображения на рабочем месте оператора в виде видео кадров отображающих мнемосхемы, параметры технологического оборудования в режиме реального времени;
- отображение на дисплее оператора текущих событий, сигналов неисправностей и аварий;
- блокировка выхода управления и передача информации о неисправности на ЦПУ после диагноза неисправности затворов;
- формирование световой, звуковой «аварийной» и «предупредительной» сигнализации по технологическому процессу и неисправностям технических средств;

- оперативное отображение на дисплее режимов работы оборудования и информации, позволяющей производить поэтапный контроль выполнения режима;
- выполнение передачи полученной информации на сервер обработки данных для ее долговременного хранения;
- реализация диалога с оператором по управлению технологическим процессом.

Для обеспечения работы системы управления затворами на головном водозаборе устанавливается шкаф управления, общий для гидротехнических измерений и управления затворами. Связь с ЦПУ осуществляется по оптоволоконной линии связи.

Для обеспечения охраны периметр водозабора оснащается периметральной охранной сигнализацией.

Система управления вспомогательным технологическим оборудованием

В данной системе управления сосредоточены локальные системы, не требующие дистанционного управления. Все эти системы полностью автоматизированы и работают в автономных режимах без оперативного вмешательства персонала, для поддержания нормальной работы оборудования в аварийных ситуациях.

К локальным системам относятся:

- Компрессорная здания ГЭС;
- Насосная дренажа;
- Насосная осушения проточной части гидротурбин;
- Насосная пожаротушения;
- Система отопления и вентиляции.

Локальные системы работают в автоматическом режиме. Каждая из них может находиться в режиме «рабочий» или «резервный». Системы оснащены технологическими защитами, обеспечивающими их безаварийную работу. Включение/отключение происходит по факту понижения или повышения уровня технологического параметра.

Шкафы управления каждой системы обеспечивают:

Функции контроля:

- контроль напряжения на рабочем и резервном вводе;
- контроль технологических параметров работы установки;
- контроль времени работы агрегата;
- контроль циклов включения/отключения пусковой аппаратуры.

Функции управления:

- задание вручную режима работы агрегата (ручной, отключено, рабочий, резервный);
- включение/отключение агрегата вручную;
- автоматическое отключение агрегата при отклонении от нормы технологических параметров работы;
- автоматическое включение/отключение агрегата по командам шкафа управления (если данный агрегат работает в локальной системе, состоящей из двух или более установок)
- автоматический ввод резервного питания для общих цепей автоматики и контроля при исчезновении основного питания.

Функции сигнализации:

- контроль наличия/отсутствия напряжения на рабочем и резервном вводе;
- включение рабочего и резервного агрегата;
- рабочий (резервный) агрегат на ручном управлении;

– рабочий (резервный) агрегат отключен;
– контроль времени работы агрегата;
– контроль циклов включения/отключения пусковой аппаратуры. технологические параметры агрегата (установки).

Система единого времени

Для синхронизации работы оборудования АСУ ТП ГЭС на станции устанавливается система единого времени (GPS), которая обеспечивает ввод метки времени для всех таймеров программно-технических комплексов и настраивается по сигналам точного времени, получаемого со спутников с точностью привязки к астрономическому времени не хуже 0,5с/сут.

Система гидротехнических измерений (СГТИ) ГЭС

Система гидротехнических измерений обеспечивает:
- измерение уровня верхнего и нижнего бьефов;
- перепад воды на сороудерживающей решетке;
- вычисление величины действующего напора и формирование управляющих сигналов для регуляторов частоты гидротурбин (для автоматической коррекции пускового открытия и ограничения максимальной мощности гидроагрегата);
- отображение информации об измеряемых параметрах,
- учет и хранение информации о событиях, режимах работы и возникающих неисправностях;
- автоматическую регистрацию показаний в системе баз данных и построение графиков изменения этих показаний во времени.

Система комплектуется датчиками гидростатического давления и позволяет вести мониторинг гидротехнических измерений.

Разветвленная компьютерная сеть

Для организации разветвленной компьютерной сети, предназначенной для объединения всех вычислительных устройств ГЭС используется шина передачи данных с высокой пропускной способностью. Шина передачи данных составляет единую местную сеть ГЭС. Функционирование сети осуществляется по протоколам Ethernet/Fast /Ethernet. Сеть выполняется на сетевом оборудовании при помощи кабелей витой пары FTP категории 5е. Для повышения надежности и отказоустойчивости сеть выполняется закольцованной с достаточным резервом линий связи. В случае появления разрыва в цепи, место разрыва обнаруживается за время не более чем 50 миллисекунд с последующим переключением на резервную цепь. Все линейные коммутаторы пользуются единым программным обеспечением. Интерфейс коммутатора имеет защиту от незаконного входа в сеть. Для обеспечения резерва по подключению дополнительных сетевых абонентов в сетевых коммутаторах предусмотрен резерв. Подключение сетевых абонентов к сети выполняется через линейные сетевые коммутаторы. Для подключения абонентов и систем агрегатного уровня, имеющих интерфейсы RS-232/RS-422/RS-485, устанавливаются преобразователи интерфейсов, преобразующие данные интерфейсы в интерфейс единой вычислительной сети ГЭС. Автоматизированное рабочее место заблокировано паролем допуска. Процедура предъявления пароля потребует от оператора ввода 8 знаков, инициалы оператора и идентификационный номер из 4 знаков.

Предусмотрены средства для выхода пользователя из работы. Отчет о каждой процедуре распечатывается на принтере. Отпечатанное сообщение включает инициалы оператора, название АРМа, текущее время и выполненную операцию.

Система бесперебойного питания

Все панели управления, АРМ оборудуются индивидуальными источниками бесперебойного питания.

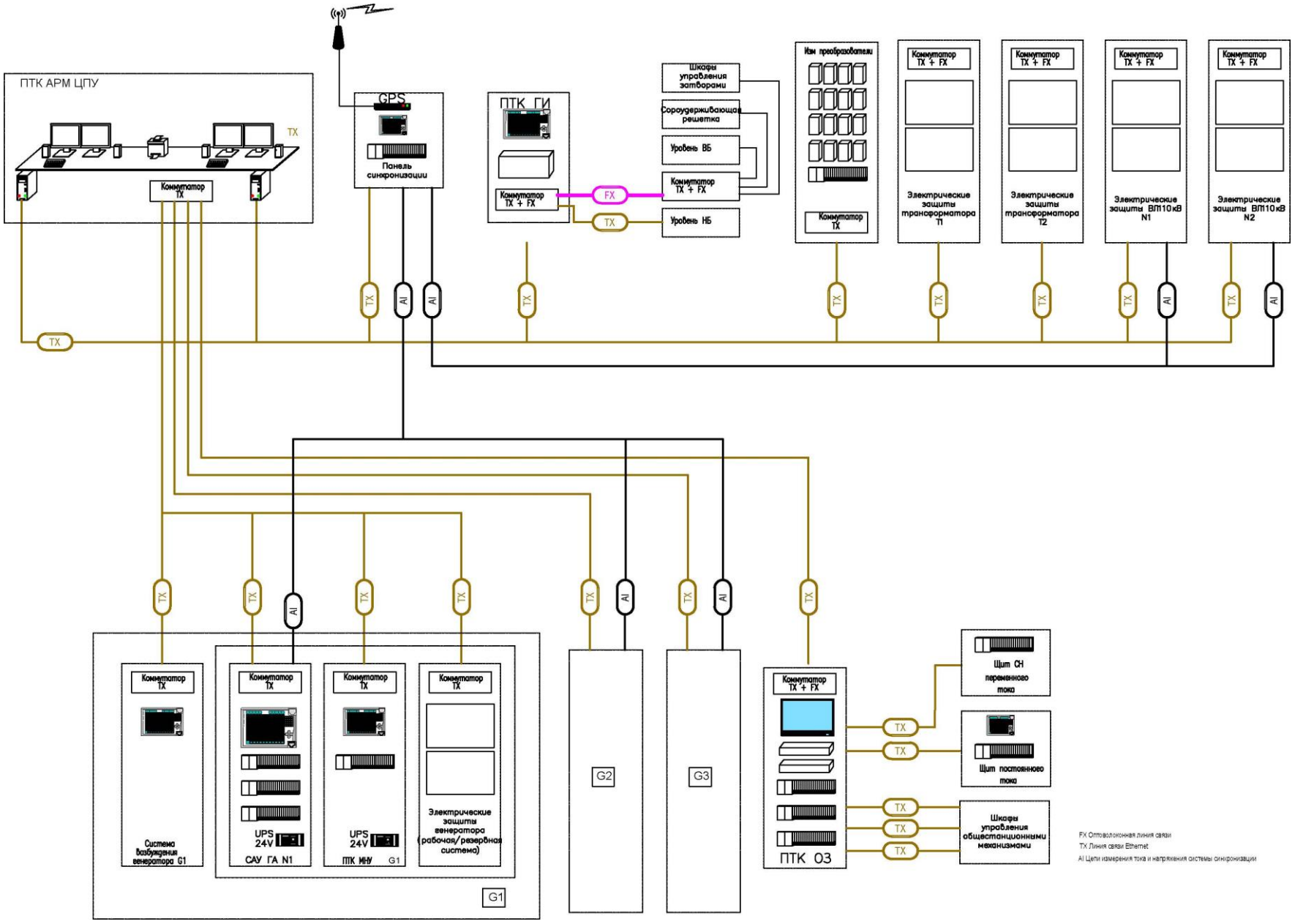


Рисунок 9.4 – Структурная схема АСУ ТП ГЭС

9.5. Собственные нужды

Собственные нужды переменного тока

Питание собственных нужд (СН) ГЭС осуществляется на напряжении 380/220 В от двух трансформаторов СН с литой изоляцией мощностью 400 кВА, подключенных к шинам КРУ-10 кВ, что обеспечивает их питание, как со стороны генераторов, так и со стороны системы. Резервное питание предусматривается от дизельного генератора мощностью 200 кВА с устройством АВР, установленного на пристанционной площадке. Мощность дизель-генератора выбрана исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд одного агрегата для его пуска в работу, приводов затворов и освещения здания станции.

Принята совмещенная схема СН ГЭС без разделения на агрегатные и общестанционные. Схема СН переменного тока проектируется на напряжении 0.4 кВ с установкой двухсекционного щита, питающегося от трансформаторов СН. Выбор мощности трансформатора осуществляется по суммарной нагрузке электроприемников собственных нужд с учетом резерва.

От щита СН 0.4 кВ запитываются отдельные потребители и распределительные пункты, расположенные вблизи потребителей. Главный распределительный щит СН 0,4 кВ организован на типовых панелях. Пункты распределительные принимаются типа ПР-8503. Трансформаторы размещаются в одном помещении рядом со щитом СН.

Управление затворами осуществляется с ящиков управления, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием и устанавливаемых рядом с затворами.

Расчет электрических нагрузок выполнен согласно СП РК 4.04-109-2013 «Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий».

Таблица 9.3 - Установленная и потребная мощности собственных нужд здания станции

№	Наименование оборудования	Номинальная мощность (кВт)	Число оборудо-вания	Установленная мощность (кВт)	Коэффициент спроса	Потребная мощность (кВт)
1	**Вспомогательное оборудование**					
А	Регулятор скорости	3,5	3	14	0,6	2,1
Б	Мостовой кран машзала	50	1	50	0,5	25
В	Дисковый затвор	4	3	12	0,2	0,6
Г	Воздушный компрессор	11	2	22	0,7	7,7
Д	Фильтр турбинного масла	19,8	1	19,8	0,3	5,94
Е	Электродвигатель насоса МНУ агрегата	3	4	12	0,7	2,1
Ж	Электродвигатель насоса осушения проточной части	11	2	22	0,8	8,8
З	Электродвигатель насоса дренажа	18,5	2	37	0,7	12,95
И	Электродвигатель насоса откачки воды с крышки турбины	5,5	4	22	0,8	4,4
К	Кран-балка г/п 3т	4	1	4	0,8	0,88

№	Наименование оборудования	Номинальная мощность (кВт)	Число оборудо-вания	Установленная мощность (кВт)	Коэффициент спроса	Потребная мощность (кВт)
Л	Кран-балка г/п 1т	4	3	12	0,5	2
М	Прочая нагрузка малой мощности	42	1	42	0,8	33,6
	ИТОГО			**269,2**		**106,07**
2	**Гидромеханическое оборудование**					
А	Винтовой подъемник 5тс	1,7	6	10,2	0,5	0,85
Б	Винтовой подъемник 10тс	2,6	2	5,2	0,5	1,3
В	Винтовой подъемник 5тс	1,2	4	4,8	0,5	0,6
Г	Решеткоочистная машина РОМ	4	1	4	0,4	1,6
Д	Кран мостовой 5 тс	11	1	11	0,5	5,5
Е	Таль электрическая 5 тс	11	2	22	0,6	6,6
Ж	Предтурбинный дисковый затвор	8,5	2	17	0,2	1,7
З	Предтурбинный дисковый затвор	6,5	1	6,5	0,2	1,3
	ИТОГО			**87,2**		**19,45**
3	**Внутренний водопровод, канализация, пожаротушение**					
А	Насос центробежный для пожаротушения 1К100-65-200ас	22	2	44	0,2	4,4
Б	Насос центробежный для замасленных стоков FIJ-80-50-160	3,8	2	7,6	0,7	2,66
В	Насос центробежный для для очистки замасленных стоков К-65-50-160	5,5	2	11	0,8	4,4
Г	Насос погружной канализационный ЦМК 10-20	1,1	2	2,2	0,3	0,33
Д	Насос погружной ГНОМ 16-15Т	1,5	1	1,5	0,2	0,3
Е	Фильтр «Автопен» для очистки замасленных стоков	2,2	2	4,4	0,5	1,1
	ИТОГО			**70,7**		**13,19**
4	**Вентиляция**					
А	Кондиционер КТЦ3-20	11	1	11	1	-
Б	Мульти сплит-система	2,6	2	5,2	1	-
В	Вентилятор радиальный ВР80-75 N3,15	2,2	2	4,4	1	-
Г	Вентилятор радиальный ВО 6-300	0,75	6	4,5	1	1,5
Д	Вентилятор осевой ВР80-75 N6,3	4	1	4	1	-
Е	Электрокалорифер СФО-16/3 И2	15	1	15	1	15
Ж	Электронагреватель ПЭТ	1	6	6	1	6
З	Отопительный агрегат КЭВ-25Т20Е	2	25	50	1	50

№	Наименование оборудования	Номинальная мощность (кВт)	Число оборудо-вания	Установленная мощность (кВт)	Коэффициент спроса	Потребная мощность (кВт)
И	Канальный вентилятор	0,2	3	0,6	1	-
	ИТОГО			**100,7**		**72,5**
5	**Освещение**					
А	Освещение	42	1	42	1	42
	ИТОГО			**42**		**42**
6	**Другое**					
А	Питание вторичных цепей	15	1	15	1	15
Б	Электроисточник питания связи	4,5	1	4,5	1	4,5
В	Электроисточник противопожарной системы и промтелевизора	10	1	10	1	10
Г	Нагрузка ремонта	22	3	66	1	22
	ИТОГО			**95,5**		**51,5**
	ВСЕГО			**665,3**		**304,71**

Собственные нужды постоянного тока

Для питания устройств релейной защиты элементов главной схемы, агрегатов бесперебойного питания, аварийного освещения предусматривается установка аккумуляторной батареи напряжением 220 В и щита постоянного тока.

Система постоянного тока выполняется с высокой степенью надежности, обеспечивая бесперебойное питание во всех возможных случаях аварий оборудования, и при маловероятном полном пропадании переменного тока.

Устройства АСУ требуют постоянное бесперебойное питание. В нормальных условиях эти устройства питаются переменным током. При его пропадании происходит автоматическое переключение на питание от системы постоянного тока.

Аккумуляторная батарея предусматривает работу в режиме постоянного подзаряда при стабильном напряжении 2.23+0.05 В на элемент без периодических тренировочных разрядов и уравнительных перезарядов.

На станции предусматривается одна свинцово-кислотная аккумуляторная батарея с количеством элементов 106, с емкостью 10-часового разряда 200 А·ч.

Для обеспечения надежности питания ответственных потребителей и улучшения условий эксплуатации щит постоянного тока выполнен 2-х секционными шинами.

9.6. Компоновка электротехнических устройств

Основное и вспомогательное электротехническое оборудование устанавливается в здании станции и ОРУ-110 кВ. Главные повышающие трансформаторы располагаются на площадке ОРУ-110 кВ.

В машинном зале ГЭС устанавливаются гидрогенераторы, панели управления агрегатами и системы возбуждения генераторов, а также шкафы автоматического управления вспомогательным оборудованием машзала. В пристройке со стороны

верхнего бьефа находится помещение комплектного распределительного устройства КРУ-10 кВ, трансформаторы собственных нужд 10/0,4кВ, главный щит переменного тока 0,4 кВ и главный щит постоянного тока =220 В.

В помещении ЦПУ находятся двухместный диспетчерский рабочий пульт управления ГЭС, главный информационный щит, панели релейной защиты, главный щит рабочего и аварийного освещения, а также аппаратура связи, шкафы бесперебойного питания и аппаратура диспетчерской связи.

Силовые и контрольные кабели в здании ГЭС прокладываются по специальным конструкциям по стенам и конструкциям в кабельном полуэтаже, расположенном под помещениями ЦПУ и ЗРУ в пристройке. По ОРУ и по территории ГЭС кабели прокладываются в кабельных каналах, в траншеях в земле и трубах под дорогой.

Подстанция 110/10кВ «Кора-3». Площадка ОРУ подстанции располагается на пристанционной площадке со стороны нижнего бьефа ГЭС. На ОРУ-110кВ принята типовая компоновка с железобетонными порталами ошиновки и установкой оборудования на унифицированных сборных железобетонных фундаментах. Компоновка ОРУ обусловлена конфигурацией площадки, а также целесообразностью расположения её вблизи здания станции и обеспечением нормального подъезда, а также возможностью прокатки трансформаторов на монтажную площадку здания станции, где должны производиться их ревизия и ремонт.

Размеры площадки ОРУ-110 кВ по границам ограждения 40,0 х 60,0 м. Ограждение площадки металлическое высотой 2,0 м на бетонном ленточном фундаменте шириной 300 мм. Площадь застройки подстанции 0,27 га.

Проектом предусматривается строительство повышающей трансформаторной подстанции 110/10кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью 2х16МВА для выдачи мощности с гидроэлектростанции в систему.

На подстанции предусматривается установка высоковольтного оборудования - выключателей 110 кВ, разъединителей 110 кВ, трансформаторов тока и напряжения 110кВ и другого вспомогательного оборудования.

Оборудование устанавливается на железобетонные лежни марки ЛЖ, и стойки марки СОН.

Проектируемая подстанция выполнена по схеме 110-5Н "Схема мостика с выключателями в цепях линий и автоматической перемычкой со стороны линии и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора".

Ошиновка ОРУ-110 кВ выполнена из провода АС150/19.

Изоляция предусматривается типовая на стеклянных изоляторах.

Заземление подстанции типовое. Глубина залегания заземлителей не менее 0,7 м от планируемой поверхности.

Электротехнические решения по подстанции 110/10 кВ выполнены ТОО «КазахЭнерго» по титулу «Объекты выдачи мощности ГЭС-3 на реке Кора. Строительство ПС 110/10кВ «Кора-3»» шифр №1105-113-23-ЭП. Данный проект имеет положительное заключение экспертизы №01-0186/20 от 10.04.2020г.

ВЛ-10кВ от КРУ-10 кВ "Здание ГЭС" до КТП-10 кВ "Водозабор". Существующие воздушная линия 10 кВ и комплектная трансформаторная подстанция КТП-160/10кВ предназначены для питания электрических нагрузок водозаборного узла "Водозабор". Проектом предусматриается на совместном подвесе на ВЛ-10 кВ смонтировать кабель связи от здания ГЭС до Водозабора для осуществления голосовой передачи данных, команд и видеосигналов. На участке "Водозабор" монтируется телекоммуникационный шкаф. Протяженность линии составляет 3,0 км.

Технологические решения по монтажу кабеля связи представлены в альбоме чертежей 005-2021-ТХ

Двухцепная ВЛ-110 кВ от ПС 110/10 кВ "Кора-3" до ВЛ-110 кВ ПС 110/35/6кВ «Каратальская ГЭС-4» - «Точка присоединения Чижинской ГЭС-2» и далее до ПС 110/35/6кВ "Каратальская ГЭС-4". Выдача мощности ГЭС в систему обеспечивается по двухцепной ВЛ-110кВ, протяженностью 7км. В настоящий проект не входит объем проектирования двухцепной ВЛ-110кВ. Данный проект выполняется по отдельному титулу.

9.7. Электроосвещение

На ГЭС выполняется рабочее, аварийное и эвакуационное освещение.

Для этого в здании станции предусматривается установка щита рабочего и аварийного освещения. Устанавливаемый щит состоит из одной панели с двумя вводами и одним блоком БАО для аварийного освещения, который встроен в панель рабочего освещения и имеет питание от панели рабочего освещения и от панели постоянного тока.

Освещение в здании станции и проходной выполняется светильниками со светодиодными лампами и светильниками со встроенными аккумуляторными батареями. Сеть освещения прокладывается скрыто, на скобах и в трубах проводами и кабелями с алюминиевыми жилами.

На напорном бассейне и водозаборном сооружении устанавливаются по две прожекторные мачты с прожекторами со светодиодными лампами мощностью 150 Вт.

Наружное с освещение гидроузла выполняется консольными светильниками с со светодиодными лампами мощностью 150 Вт.

Распределительные сети освещения по площадке выполняются кабелем типа ВВГ сечением 4×4 мм^2, прокладываемым в земле.

Питание сетей освещения предусматривается на напряжении 380 В от Главного щита освещения в здании ГЭС и от РУ-0,4 кВ трансформаторной подстанции на площадке водозаборного узла.

Управление освещением предусматривается вручную с ЦПУ для здания станции и пристанционной площадки и автоматически при помощи фотореле на площадке водозаборного узла.

9.8. Заземление

Для установок всех напряжений выполняется общее заземляющее устройство, состоящее из заземляющего контура здания ГЭС и ОРУ-110 кВ.

Основными заземлителями здания ГЭС являются естественные заземлители: металлические части пазов затворов, металлическая облицовка напорных трубопроводов, арматура железобетонных блоков здания ГЭС, облицовка конусов отсасывающих труб и т.д., которые в сочетании со специально организованными заземляющими контурами здания ГЭС и ОРУ-110 кВ, обеспечивают его сопротивление не более 0.5 Ом. Молниеотводы и молниеприемники заземляются на отдельный контур, электрически не связанный с общим контуром ОРУ и задания станции.

Заземлению и занулению подлежат все металлические нетоковедущие части оборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции. Заземлению подлежат: трансформаторная подстанция на площадке водозаборного узла, силовые щиты и шкафы управления в здании ГЭС. Для остальных электроприемников предусматривается защитное зануление. Заземление щитов выполняется путем

присоединения последних к заземляющему устройству щитовых ГЭС медным проводом ПВ 1×4мм^2.

В распределительных щитах устанавливается главная заземляющая шина РЕ, соединяющаяся с заземляющим проводником.

Зануление электроприемников выполняется третьей жилой кабеля или провода в однофазных сетях и пятой жилой в трехфазных сетях.

Групповые розеточные сети подключаются к автоматическим выключателям с дифференциальной защитой.

9.9. Защита от перенапряжений

По молниезащитным мероприятиям, согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» СН РК 2.04-29-2005, проектируемые здания относятся к III-ей категории.

На ГЭС предусматривается:

а) защита от прямых ударов молнии;

б) защита от заноса высокого потенциала;

в) уравнивание потенциалов.

В качестве молниеприемника используется металлическая кровля. Для токоотводов используется металлическая круглая сталь Ф 10 мм, присоединенная гибкой связью к кровле. Полосовая сталь присоединена к отдельному контуру для снятия грозового импульса.

Защита от заноса высокого потенциала и уравнивание потенциалов выполняются путем присоединения входящих в здание металлических трубопроводов к арматуре фундамента и к стальным технологическим трубопроводам, использующихся в качестве заземлителей, стальной полосой размером 25×4мм.

Все соединения выполняются сваркой.

Защита электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений выполняется ограничителями перенапряжений, установленными у главных повышающих трансформаторов со стороны 110 кВ и в ячейках вакуумных выключателей КРУ-10 кВ.

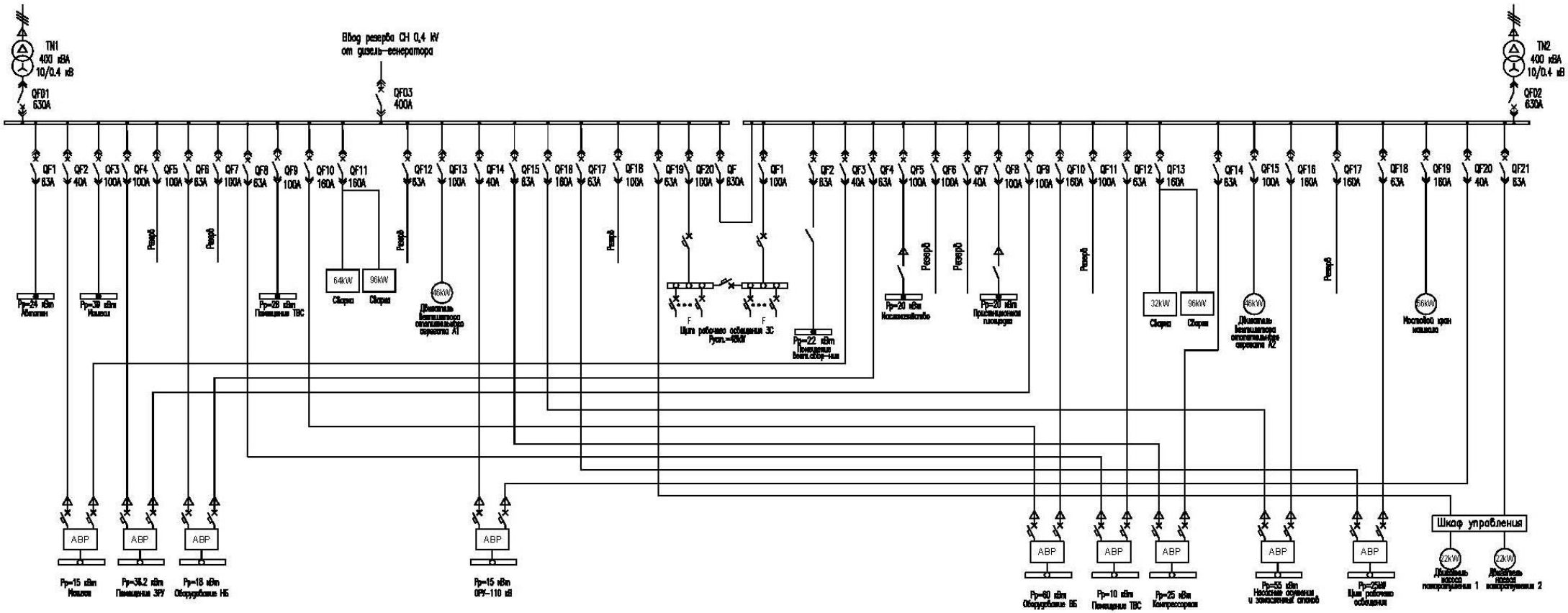


Рис. 9.6 - Схема СН переменного тока (Главный щит)

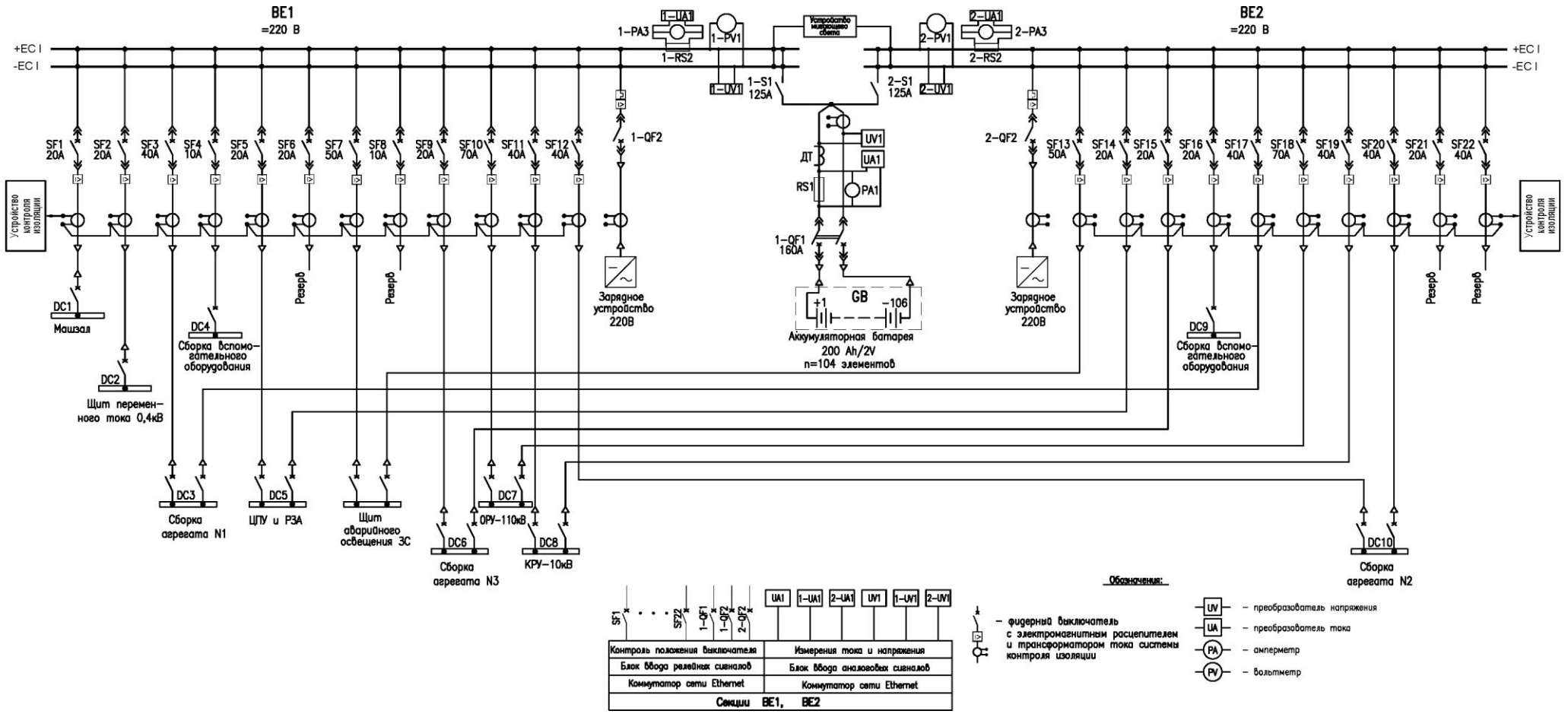


Рис. 9.7 - Схема собственных нужд постоянного тока

10. Слаботочные устройства

10.1. Система видеонаблюдения

Видеонаблюдение предназначено для оповещения о несанкционированном проникновении охраняемого объекта на территории станционного и водозаборного узла.

На территории станционного узла предусматривается установка видеокамер марки IP-P011.3. Питание камер осуществляется по технологии PoE. Для сохранения данных видеофайлов, проектом предусмотрен сетевой 16-ти канальный видеорегистратор для IP видеокамер марки RCI RN6000-16E. Для визуального видеонаблюдения за видеокамерами принят LCD монитор RVi-M22P. Для построения сети видеонаблюдения используются коммутаторы DGS-1008P и уличные коммутаторы PSW-1-45 с питанием PoE. Источник бесперебойного питания марки UPS SVC C-10K позволяет обеспечивать стабильную работу сервера при перебоях в сети питания. Сеть видеонаблюдения выполняется кабелем марки FTP 4x2x0,52 кат. 5e. Питание уличных коммутаторов PSW-1-45 выполняется медным контрольным экранированным кабелем марки КВВГэ 3х1,5мм². Видеорегистратор с LCD монитором и коммутатор DGS-1008P устанавливается в помещении КПП.

Магистральные кабельные сети и сети питания видеонаблюдения охраняемых объектов прокладываются по ограждению территории в стальных трубах ∅32мм. В местах пересечения с инженерными сетями прокладываются в земле в гибкой жесткой гофрированной двустенной трубе из полиэтилена.

10.2. Связь

Основные требования

Настоящим разделом рассмотрены вопросы организации каналов передачи данных.

В соответствии с техническим заданием на проектирование необходимо организовать каналы связи для передачи следующих данных:

- канал диспетчерской голосовой связи, передачи данных SCADA и АСКУЭ с ГЭС-3 на реке Кора на ДП ТОО «КараталТранзит»;
- канал телефонной связи между Водозабором и ГЭС-3;
- каналы передачи видеоданных между объектами ГЭС-3.

Технические решения по организации каналов связи

Исходя из вышеизложенного, были приняты следующие решения:

1. Между объектами «Коринская ГЭС-3» и «Водозабор» построить оптоволоконную линию связи для каналов передачи данных и видеонаблюдения.
2. Для осуществления оперативно-диспетчерского управления процессами передачи электроэнергии, передачи данных SCADA и голоса использовать существующие каналы связи по ВОЛС между Коринской ГЭС-3 и ДП ТОО «Каратал-Транзит».
3. Для осуществления диспетчерского управления и передачи данных SCADA с ДП ТОО «Каратал-Транзит» в РДЦ Алматинских МЭС по основному направлению использовать существующий канал связи провайдера АО «Казахтелеком».

4. В качестве резервного канала передачи голоса и данных SCADA с ДП ТОО «Каратал-Транзит» в РДЦ Алматинских МЭС использовать существующий канал связи провайдера АО ASTEL.
5. Для передачи данных АСКУЭ с ДП ТОО «Каратал-Транзит» в НДЦ СО АО «KEGOC» по основному и резервному трактам использовать существующий канал связи.

Организация оперативно-диспетчерской связи, передачи данных SCADA и АСКУЭ

Для осуществления оперативно-диспетчерского управления процессами передачи электроэнергии требуется обеспечение:

- оперативно-диспетчерской телефонной связи между диспетчерским персоналом ДП ТОО «Каратал-Транзит» и Коринской ГЭС-3;

- сбора и передачи телеинформации о состоянии и режимах работы основного коммутационного оборудования класса напряжения 110 кВ с системы SCADA ПС 110 кВ Коринской ГЭС-3 в систему SCADA на ДП ТОО «Каратал-Транзит» и далее консолидированные данные SCADA передаются в РДЦ филиала АО «KEGOC» Алматинские МЭС;

- сбора и передачи информации по учету электроэнергии в центральную базу данных АСКУЭ Системного оператора НДЦ СО ОРЭ РК (г. Нур-Султан).

Организация видеонаблюдения

Система IP-видеонаблюдения в помещениях ГЭС-3 и на территории ПС 110 кВ, Проходной 1 и Проходной 2, Напорного бассейна и Водозабора предназначена для организации круглосуточного видеонаблюдения за входами в помещение на территорию вышеуказанных объектов, а также за всеми зонами размещения технологического и силового оборудования. Видеоинформация от установленных камер видеонаблюдения поступает на сервер видеонаблюдения, который осуществляет отображение, хранение информации, а также распределение ее по существующим клиентским местам системы.

Видеокамеры устанавливаются с учетом возможности просмотра зон, определенных техническим заданием.

Для записи и отображения видеоинформации используются цифровой видеорегистратор и монитор, установленные в здании ГЭС-3 (помещение диспетчерской), оборудованном системой охранной и тревожной сигнализации, что предотвращает несанкционированный доступ к системе видеорегистрации.

Прокладка видеосетей осуществляется экранированным кабелем в кабелегонах на расстоянии не менее 0,5 метра от силовых электрических проводов. Трассировки кабельных сетей определяются в зависимости от строительных конструкций и на схеме показаны условно.

Выбор телекоммуникационного оборудования

В качестве каналообразующего оборудования для передачи данных SCADA, АСКУЭ и голоса между новой Коринской ГЭС-3 и ДП ТОО «КараталТранзит» на Коринской ГЭС-3 предусматривается установка сетевого коммутатора на Коринской ГЭС-3.

Для организации каналов передачи видеоданных с Водозабора на Коринскую ГЭС-3 и с территории ОРУ ПС Кора-3 на Коринскую ГЭС-3 предусматривается установка сетевого оборудования на Водозаборе и на ОРУ ПС Кора-3.

Для организации телефонной связи между Водозабором и ГЭС-3 предусматривается установка SIP-телефонов на данных объектах.

Диспетчерское управление и связь

В соответствии с распределением оборудования по способу оперативно-диспетчерского управления, основное генераторное и коммутационное оборудование распределительных устройств ГЭС-3 будет находиться в оперативном управлении диспетчерского персонала ТОО «КараталТранзит» и в оперативном ведении Алматинского РДЦ АО «KEGOC».

Для осуществления оперативно-диспетчерского управления процессами выработки и выдачи в электрическую сеть электроэнергии будут созданы информационные системы:

- телефонной связи: технологической между абонентами станции и оперативно-диспетчерской между диспетчерским персоналом Коринской ГЭС и ДП ТОО «Карал Транзит»;
- SCADA - для сбора и предоставления информации о состоянии и режимах работы основного силового оборудования станции оперативно-дежурному персоналу станции, ДП ТОО «КараталТранзит» и Алматинского РДЦ АО "KEGOC";
- АСКУЭ - для осуществления измерений количества выработанной/принятой/отпущенной электроэнергии, сбора измеренной информации, предоставление ее персоналу станции, ДП ТОО «КараталТранзит» и передачи в центральную базу данных АСКУЭ Системного оператора (АО "KEGOC");
- СККЭ - системы контроля качества электроэнергии - для измерения и предоставления персоналу станции параметров качества электроэнергии на электрических присоединениях станции;
- системы пожарно-охранной сигнализации и видеонаблюдения.

Для передачи данных будут созданы каналы связи и передачи данных.

Система SCADA

Система SCADA SupervisoryControlAndDataAcquisition (диспетчерское управление и сбор данных), иначе называемая системой мониторинга и управления (СМиУ), предназначена для обеспечения оперативного контроля и управления процессами выработки, передачи и распределения электроэнергии оперативным персоналом станции и РДЦ Алматинских МЭС.

Программно-аппаратный комплекс системы SCADA выполняет следующие функции:

- сбор телеизмерений (ТИ) о режимах работы основного силового оборудования станции (напряжение, ток, активная и реактивная мощность, и т.д.);
- сбор телеизмерений (ТИ) о состоянии основного силового коммутационного оборудования станции;
- сбор информации о срабатывании релейных защит основного оборудования;
- передачу на исполнительные механизмы основного оборудования команд телеуправления;
- хранение и обработка собранной информации;
- отображение в темпе реального времени собранной информации на автоматизированных рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала;

- передача телеинформации в систему SCADA ТОО «КараталТранзит» и Алматинского РДЦ АО «KEGOC».

В качестве источников телесигнализации для SCADA используются контакты реле, характеризующие состояние оборудования (включено/выключено) и сигналы о срабатывании защит каждого из присоединений.

В качестве источников телеизмерений для SCADA используется выходная информация универсальных измерительных преобразователей (тока, напряжения, частоты, активной и реактивной мощности), подключаемых к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения.

Сбор телесигнализации производится модулями дискретного ввода контроллеров SCADA.

Сбор телеизмерений и информации с терминалов защит производится по стандартным интерфейсам с применением стандартных протоколов: Modbus, IEC 60870-5-103, IEC 61850.

Передача телеинформации в SCADA ТОО «КараталТранзит» и Алматинского РДЦ АО «KEGOC» производится с применением протокола IEC 60870-5-104.

Средства измерений, используемые в SCADA, будут класса точности не хуже 0,5 и включены в Государственный реестр средств измерений.

Телефонная связь

Для обеспечения технологического взаимодействия персонала и подразделений электростанции предусматривается использование технологии VoIP с присвоением телефонных номеров учрежденческой автоматической телефонной станции (УАТС) АСПМК-519.

Технология VoIP обеспечивает функции:

- внутристанционную телефонную связь абонентов станции;
- входящую и исходящую телефонную связь абонентов станции по соединительным линиям к внешним АТС, в том числе к абонентам ТОО «КараталТранзит» и Алматинского РДЦ АО «KEGOC» и сети телекоммуникаций общего пользования (СТОП);
- выполнение функций диспетчерского коммутатора.

Для телефонизации ГЭС применена цифровая телекоммуникационная система «МиниКом DX-500», которая будет использоваться в качестве транзитно-оконечной станции на 32 внутренних порта и 4 направлений внешней связи.

АТС «МиниКом DX-500» применяется:

- для внутриобъектной связи ГЭС;
- для выхода в сеть ведомственной связи;
- для выхода в сеть общего пользования через 2-х проводные городские линии связи.

Основные технические характеристики станции «МиниКом DX-500»:

- Емкость станции: 32 портов и 4 направлений внешней связи;
- Габариты: 810х1300х590мм (ШхВхГ);
- Электропитание: 60В+10% постоянного тока;
- Способ обработки сигнала: цифровой, 64кбит/с;

Типы внутренних абонентских портов:

- аналоговые 2-х проводные: местные (аналоговый телефонный аппарат);
- цифровые 2-х проводные: цифровой пульт (Upoe);

Типы портов для внешних соединительных линий (далее по тексту СЛ):

- аналоговые СЛ: 4-х проводные СЛ тональной частоты (далее по тексту ТЧ);
- городские 2-х проводные СЛ.

Система регистрации переговоров

Для регистрации телефонных переговоров в состав комплекса внутриобъектной связи входит цифровая система записи переговоров.

Система регистрации построена на компьютерной платформе путем установки плат ввода и специализированного программного обеспечения.

Оперативная связь руководства

Для организации оперативной связи директора и главного инженера предусматривается использование телефонного пульта на 32 кнопки, который позволяет быстро подключить доступ к возможностям телекоммуникационной системы «МиниКом DX-500». Обеспечивает эту возможность пользовательский интерфейс. По светодиодным индикаторам можно мгновенно определить активированные функции пульта и состояние текущих разговоров. Конструктивно пульт представляет собой цифровой телекоммуникационный аппарат (2B+D) типа Optiset E advance plus, к которому подключены 2 приставки на 16 кнопок.

Аппарат имеет:

- 12 функциональных клавиш со светодиодами;
- 3 клавиши меню: «Да», «Назад», «Дальше», служащие для интерактивного вывода контекстного меню на дисплей;
- громкоговорящий прием;
- буквенно-цифровой ЖК-дисплей с двумя строками по 24 знака в каждой строке для вывода «подсказок», информации и названий доступных функций;
- два установочных места для подключения вставных адаптеров (две приставки на 16 кнопок).

Станция «МиниКом DX-500» имеет возможность подключения до 32 пультов на кластер, управляющий 128 абонентскими портами.

Каналы связи и передачи данных

Для обеспечения голосовой оперативно-диспетчерской и технологической телефонной связи, передачи информации SCADA, АСКУЭ и сигналов РЗ и ПА предусматривается оборудование каналов связи и передачи данных. Проектом предусматривается подключение оборудования ГЭС к существующей волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) выполненной по двух цепной ВЛ-110кВ от ПС «Коринская ГЭС-3» до ПС «Каратальская ГЭС-4».

Волоконно-оптическая линия связи на основе полностью диэлектрического самонесущего волоконно-оптического кабеля по ВЛ 110 кВ, с применением мультиплексоров доступа к цифровым каналам связи предназначена для организации каналов в качестве основного тракта для:

- передачи сигналов ДЗЛ по отдельным оптическим волокнам между Коринской ГЭС-3 и Диспетчерским пунктом ТОО «КараталТранзит»;
- передачи сигналов РЗ через мультиплексор доступа к цифровым каналам связи.

Волоконно-оптическая линия связи, предусмотренная проектом предлагается к использованию для организации основного тракта передачи всех видов трафика от

Коринской ГЭС-3 до ДП «ТОО КараталТранзит»:

- оперативно-диспетчерской телефонной связи в направлении: Коринская ГЭС-3 - ДП «ТОО КараталТранзит» и далее, при необходимости – транзит на Алматинский РДЦ АО «KEGOC»;
- передачи данных SCADA от Коринской ГЭС-3 на Алматинский РДЦ АО «KEGOC» транзитом через ДП ТОО «КараталТранзит»;
- передачи данных АСКУЭ от Коринской ГЭС-3 в центральную базу данных АСКУЭ Системного оператора (г. Нур-Султан) транзитом через ДП ТОО «КараталТранзит» и далее через сеть Internet.

Аренда цифрового канала связи от ДП ТОО «КараталТранзит» до Алматинского РДЦ АО «KEGOC» предназначена для передачи всех видов трафика от Коринской ГЭС-3 до Алматинского РДЦ транзитом через узел связи ДП ТОО «КараталТранзит».

3G/GPRS модемы предназначены для организации каналов связи и передачи данных с использованием услуг операторов мобильной связи в качестве резервного тракта для:

- оперативно-диспетчерской телефонной связи в направлении: Коринская ГЭС-3 – ДП ТОО «КараталТранзит» - Алматинский РДЦ АО «KEGOC»;
- передачи данных SCADA в направлении Коринская ГЭС-3 - ДП ТОО «КараталТранзит» - Алматинский РДЦ АО «KEGOC»:
- передачи данных АСКУЭ от Коринской ГЭС-3 в центральную базу данных АСКУЭ Системного оператора (г. Нур-Султан) с использованием выхода в сеть Internet через оператора сотовой связи.

Громкоговорящая командно-поисковая связь

Громкоговорящая командно-поисковая связь служебных и производственных помещений и на открытых пространствах выполняется на базе настольного усилителя System-2240 мощностью 240 Вт настольного микрофона RM-01.

Предусматривается совмещение радиотрансляционных сетей с громкоговорящей командно-поисковой связью.

Настенные динамики WSW (3W) устанавливаются в служебных помещениях, акустические колонки CS-410 (10W) - в производственных помещениях, а колокола акустические HS-20 (20W) применяются для озвучивания территории пристанционной площадки.

Электрочасофикация ГЭС

Электрочасофикация ГЭС выполняется путем установки электрочасовой установки, которая предназначена для отсчета единого времени на ГЭС. Действие ее основано на передаче управляющих знакопеременных электрических импульсов напряжения амплитудой 24 В переменной полярности от часовой станции к вторичным электрочасам по линии связи.

В качестве часовой станции использована станция серии «ПИК-М» на 2 канала управления вторичными часами, выпускаемая серийно. Она предназначена для отсчета времени, измеряемого часами и минутами и подачи сигналов времени в виде импульсов напряжения амплитудой 24В переменной полярности для управления вторичными часами.

Станция комплектуется приемником GPS, антенной и антенным кабелем для синхронизации времени и даты часовой станции по сигналам точного времени, передаваемым по каналам GPS (всемирная спутниковая навигационная система). Точность поддержания шкалы времени в режиме хронометрической автономности – 1с в сутки.

В качестве вторичных часов использованы настенные стрелочные часы серии ВЧС-02 с диаметром циферблата 250мм.

Система АИИСКУЭ

В соответствии с требованиями Электросетевых правил Республики Казахстан на энергопроизводящих предприятиях на ГЭС организовывается автоматизированный коммерческий и технический учет выработанной, принятой и отпущенной электроэнергии.

Программно-аппаратный комплекс АСКУЭ выполняет следующие функции:

- измерение активной и реактивной электроэнергии, выработанной на станции, а также принятой/отпущенной электроэнергии с требуемой точностью и периодичностью по всем электрическим присоединениям электростанции напряжением 110 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ;
- сбор и хранение измеренных значений электроэнергии на сервере АСКУЭ;
- обработка и предоставление персоналу электростанции информации АСКУЭ в виде отчетов, справок, графиков;
- передача информации по точкам коммерческого учета в центральную базу данных АСКУЭ Системного оператора;

Источником информации АСКУЭ являются микропроцессорные счетчики соответствующего класса точности, с долговременной памятью (не менее 45 суток) и имеющие порт передачи данных. Счетчики включаются в Государственный реестр средств измерений.

Таблица 10.1 - Перечень оборудования СДТУ, предусматриваемого проектом

№п/п	Оборудование	Единица измерения	Кол-во
1	**Система SCADA в составе:**	**компл.**	**1**
1.1	Шкаф серверный SCADA (основной, резервный сервера)	шт.	1
1.2	Шкаф контроллера (включая 2 контроллера SCADA)	шт.	1
1.3	АРМ оперативного персонала	шт.	2
1.4	Серверное программное обеспечения	компл.	2
1.5	Клиентское программное обеспечение	компл.	2
2	**Система АСКУЭ в составе:**	**компл.**	**1**
2.1	Сервер АСКУЭ (основной, резервный)	шт.	2
2.2	Серверное программное обеспечения	компл.	2
2.3	Устройство синхронизации системного времени	шт.	1
2.4	АРМ пользователей	шт.	3
2.5	Клиентское программное обеспечение	компл.	3
2.6	Активное оборудование сбора информации АСКУЭ	шт.	2
2.7	Освидетельствование АСКУЭ	ИКУЭ	20
2.8	Кабельная продукция	км.	1,1
3	**Система СККЭ в составе:**	**компл.**	**1**
3.1	Приборы контроля качества электроэнергии	шт.	2

3.2	Контроллер СККЭ	шт.	1
3.3	Программное обеспечения	компл.	1
3.4	АРМ пользователей	шт.	2
3.5	Кабельная продукция	км.	0,2
4	**Оборудование связи и передачи данных**		
4.1	ВОЛС	км.	8
4.2	Мультиплексор для работы по ВОЛС	шт.	2
4.3	3G/GPRS модем	шт.	2
5	**Пожарно-охранная сигнализация в составе:**	**компл.**	**1**
5.1	Пожарные извещатели	шт.	30
5.2	Охранные извещатели	шт.	30
5.3	Пульт контроля и управления	шт.	2
6	**Система видеонаблюдения в составе:**	**компл.**	**1**
6.1	Видеорегистратор	шт.	1
6.2	Видеокамеры	шт.	24
6.3	АРМ видеонаблюдения	шт.	2
7	**Оборудование электропитания в составе:**	**компл.**	**1**
7.1	Панель электропитания	шт.	1
7.2	Агрегат бесперебойного электропитания (UPS)	шт.	1
8	**Кабельная продукция**		
8.1	Кабельная продукция (информационные, контрольные и силовые кабели)	км.	4,5

Однолинейная схема организации каналов связи и передачи телеинформации приведена на рисунке 10.1.

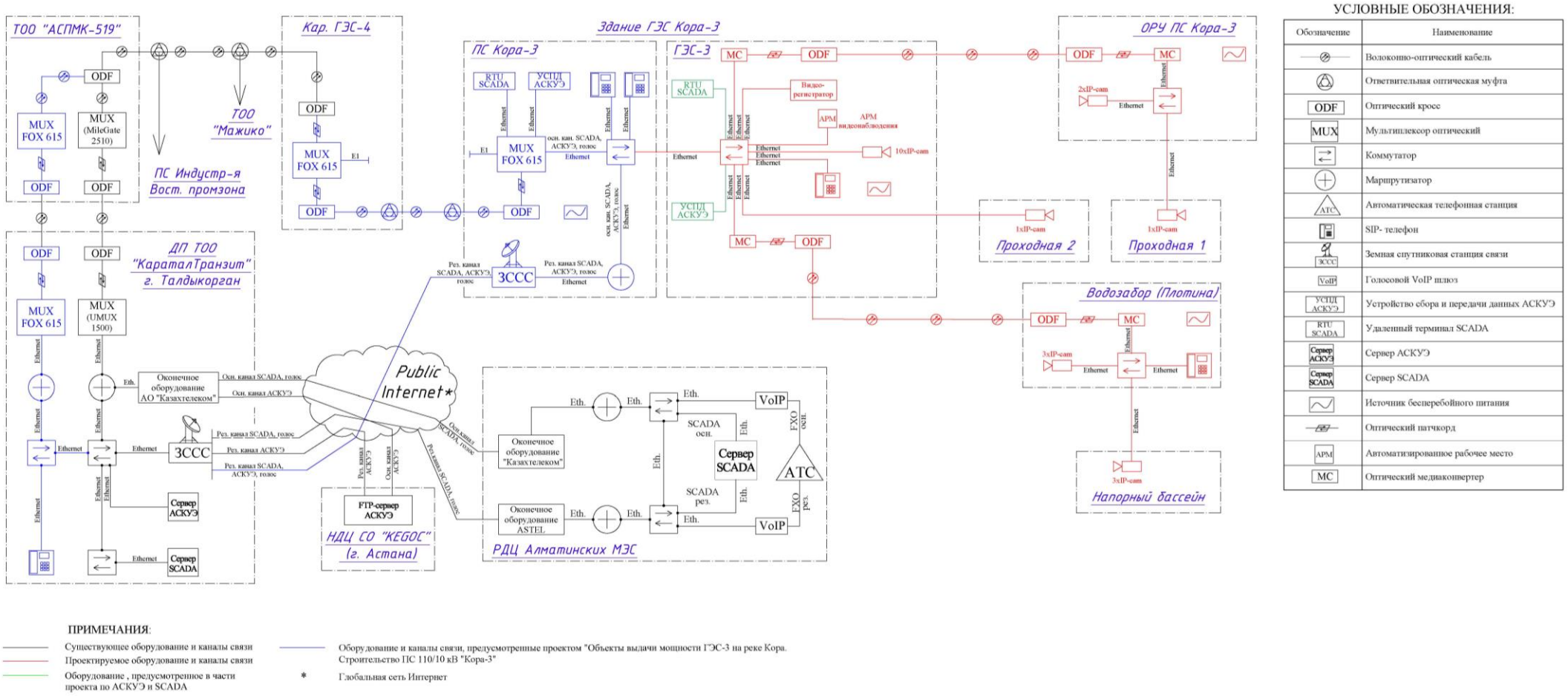


Рис. 10.1 - Однолинейная схема организации каналов связи и передачи телеинформации

10.3. Автоматическая пожарная сигнализация

Проект включает расположение оборудования, извещателей, оповещателей, сети пожарной сигнализации и сети оповещения и управления оповещением людей о пожаре в здании ГЭС.

В качестве основы системы автоматической пожарной сигнализации использован приемно-контрольный охранно-пожарный прибор (ППКОП) "Сигнал-20П".

Вся информация с приемно-контрольного прибора поступает на пульт "С2000-М", расположенного в здании ГЭС, с которого осуществляется контроль и управление ППКОП, шлейфов сигнализации.

Сигналы с ПКУ "С2000-М" дублируются на клавиатуру "С2000-К" и отображены на блоке индикации "С2000-БКИ". Приборы "С2000-К" и "С2000-БКИ" находятся в помещении ЦПУ.

Электроснабжение установок

Для электропитания ППКОП "Сигнал-20П", ПКУ "С2000-М" и приборов "С2000-К", "С2000-БКИ" применен вторичный источник питания Maxton12v7Ah.

При отсутствии напряжения питания на блоках питания, аккумуляторная батарея обеспечивает бесперебойную работу приборов и извещателей в режиме "Норма" - не менее 24 часов, в режиме "Пожар" - не менее 3 часов.

Состав схемы оборудования и описание работ

Прокладку кабеля выполнить:

- в местах общего пользования при наличии подвесных потолков - скрытно за подвесным потолком, в гофротрубе.
- в служебных, а так же в других помещениях и коридора, где отсутствуют подвесные потолки открыто в кабельных каналах.

В качестве пожарных извещателей применены:

- извещатель линейный пожарный линейный дымовой - ИП 212-52
- извещатель пожарный ручной - ИПР-3СУ.

В качестве пожарных оповещателей применены:

- оповещатель пожарный светозвуковой - "Призма-200";
- оповещатель пожарный световой - "Маяк 12К ВЫХОД".

10.4. Охранная сигнализация

Охранная сигнализация обеспечивает фиксацию нарушения рубежа охранной сигнализации при его преодолении. Сигнал "тревога" от датчиков передается на прибор приемно-контрольный охранно-пожарный на 20 шлейфов Сигнал 20П в помещение ЦПУ с указанием своего шлейфа на пульт контроля управления С2000М и блок индикации БКИ. Постановку/снятие шлейфов сигнализации ответственными лицами осуществляется через пульт С2000-К. Индикация состояния шлейфов осуществляется на блоках индикации БКИ, установленных в помещении охраны. Приборы приемно-контрольные Сигнал 20П устанавливают в шкафы охранной сигнализации настенного исполнения. Постановка/снятие охраняемых зон осуществляется клавиатурой постановки/снятия С2000-К.

Предусмотрена сигнализация целостности внешнего ограждения станционного узла, нарушение периметра.

Сигнализация от проникновения в здание ГЭС, выполнена на датчиках типа

магнитный контакт, оптических детекторах движения (по периметру) и акустических датчиков разбития стекла, с которых передаются сигналы на приемно-контрольную панель и далее в случае срабатывания датчиков - на оповещатели.

Электроснабжение установок

Электроснабжение системы охранной сигнализации обеспечить напряжением 220В по 1 категории надежности согласно ПУЭ HR и СНиП 2.02-15-2003*. Аварийное электроснабжение системы сигнализации произвести от аккумуляторных батарей, обеспечивающих работоспособность системы не менее 24-х часов в режиме покоя и мне менее 3-х часов в режиме "тревоги".

Состав схемы оборудования и описание работ

Прокладку кабеля выполнить:

- в местах общего пользования при наличии подвесных потолков - скрытно за подвесным потолком, в гофротрубе.

- в служебных, а так же в других помещениях и коридора, где отсутствуют подвесные потолки открыто в кабельных каналах.

Шлейфы сигнализации и линии низковольтного питания всей аппаратуры выполнить многожильными медными проводами диаметром не менее 0,35 мм.Соединительные линии выполненные контрольным кабелем должны иметь резервный запас жил кабеля не менее чем 10%.

Расключение кабеля проходит "петлей" по всем датчикам , через приемно-контрольный прибор.

Использование датчиков открытия дверей и ворот можно настроить отдельно от датчиков разбития окна и в случае ненадобности в данный промежуток времени, например во время проведения работ, отключать эту функцию охраны.

Для периметровой сигнализации используют датчики АВТ-100, для которых применен импульсный блок питания 12/6V, который в свою очередь устанавливается в распределительную коробку 308. Блоки питания берут ток 220В с внутриплощадочной разводки кабеля (см. комплект ЭР).

Сигнальный кабель по периметру сводится в ППКП. Все кабели проходят в антивандальном металлрукаве.

11. Управление производством, организация условий и охраны труда

В данном разделе рассмотрены вопросы организации труда и управления при эксплуатации ГЭС, оснащение транспортными средствам и строительными механизмами, вопросы по организации эксплуатации оборудования в пусковой период, а также по организации и механизации технического обслуживания и ремонта.

11.1. Организационная структура управления

Организационная структура ГЭС представлена на рис. 10.1.
На ГЭС организуется 2 участка (электромашинный и гидротехнический) и оперативная группа.
Участок электромашинного оборудования осуществляет техническое обслуживание и текущие ремонты электротехнического оборудования, средств автоматики, измерений, вторичной коммутации, связи, механической части гидрогенераторов, гидротурбинного и вспомогательного оборудования, механического оборудования гидротехнических сооружений.
Участок гидротехнических сооружений осуществляет техническое обслуживание, надзор за безопасностью гидротехнических сооружений и производственных зданий, а также ведёт анализ технической документации по обслуживанию и ремонту гидротехнических сооружений.
Группа оперативного персонала выполняет оперативное и техническое обслуживание технологического оборудования ГЭС - наблюдения, контроль, оперативные и ремонтные переключения, надзор за безопасностью гидротехнических сооружений.
Административно-техническое руководство осуществляет начальник ГЭС, которому подчиняется весь оперативно-эксплуатационный персонал.

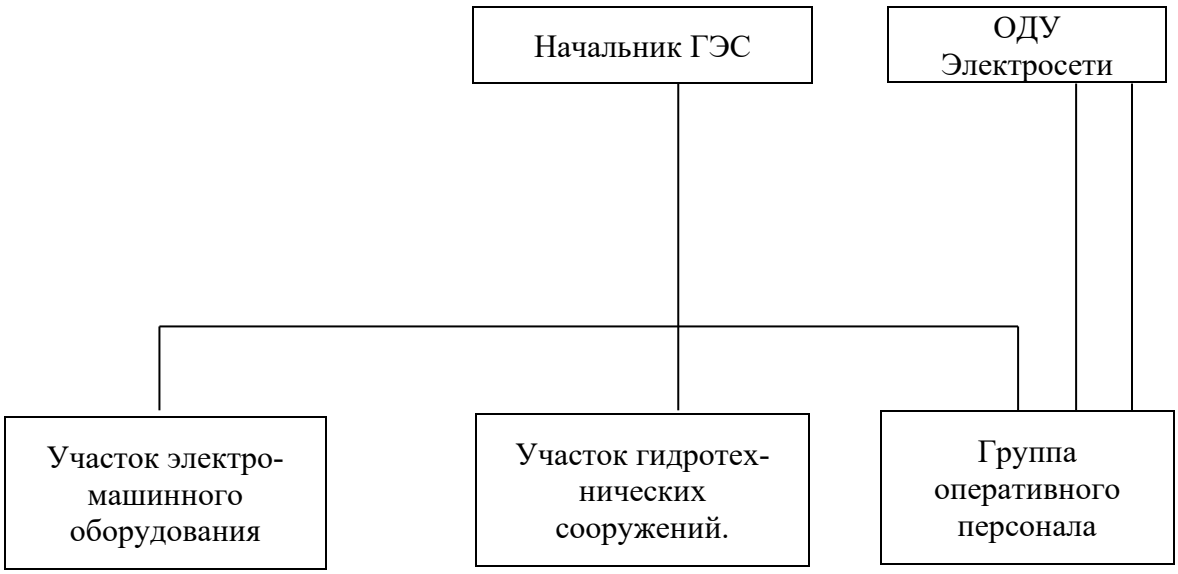


Рис.10.1 - Структура оперативного управления

11.2. Расчёт численности промышленно-производственного персонала

Расчёт выполнен в соответствии с укрупнёнными нормативами численности персонала ГЭС. В таблице 10.1 представлен расчёт численности персонала для условий постоянной эксплуатации, а в таблице 10.2 - расчёт численности автотранспортного участка.

Таблица 10.1

Наименование параметра	Значение параметра
Мощность ГЭС, МВт	26,0
Тип турбины	горизонтальный
Табличная численность ППП	13
Поправочные коэффициенты:	
1. Тип турбины	0,85
2. Тиристорная система возбуждения	1.01
3. Сооружения в сборном ж/б - 10%	1.02
Суммарный поправочный коэффициент	0.85x1.01x1.02x1.01=0.88
Численность ППП с учётом поправочного коэффициента (чел)	12 (13x0.88=11.5)
Численность непромышленного персонала (чел)	2 (12x0.16=1.92)
Численность привлечённого персонала (чел.)	1
Итого численность ППП (чел)	11 (12 - 1)
Итого без автотранспортного участка (чел)	12

Таблица 10.2

Наименование параметра	Значение параметра
Табличная численность персонала автотранспортного участка	4
Поправочные коэффициенты	
1. Удаление посёлка от здания ГЭС на расстояние 3-10км	1.2
2. Расположение ГЭС в горном районе	1.1
3. Расположение прирельсовой базы от здания ГЭС свыше 5км 11x 0,02 x (10:5)	1.04
Суммарный поправочный коэффициент	1.375
Нормативная численность автотранспортного участка (чел)	4x1.375=6
Итого численность персонала с учётом автотранспортного участка (чел)	12+6=18

11.3. Распределение промышленно-производственного персонала

В таблице 10.3 приведено ориентировочное распределение ППП на период постоянной эксплуатации.

Таблица 10.3

№№ пп	Наименование подразделений и должностей	Численность, чел		
		Всего	ИТР	в т.ч-мастеров
1.	Начальник ГЭС	1	1	-
2.	Электромашинный участок	3	1	1
	- старший мастер	1	1	1
	- электрослесарь	1	-	-
	- электромонтёр	1	-	-
3.	Гидротехнический участок	2	5	1
	- мастер	1	1	1
	- пьезометрист	1	-	-
4.	Оперативная группа	3	3	-
5.	Автотранспортный участок	2	1	1
6.	Охрана	2	-	-

11.4. Организация эксплуатации электротехнического оборудования

Эксплуатация электротехнического оборудования осуществляется в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами устройства электроустановок" и "Правилами техники безопасности".
Для испытаний и текущих ремонтов электрического оборудования и аппаратуры релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики и связи используется электротехническая лаборатория, в состав которой входит лаборатория релейной защиты и автоматики.
Эксплуатация устройств релейной защиты, автоматики и измерений включает в себя следующие вопросы:

- участие в анализе проектных решений;
- проверку соответствия поставленного оборудования, предусмотренного проектом, а также правильность выполнения монтажных и наладочных работ;
- контроль за обеспечением нормальной работы аппаратуры релейной защиты, автоматики, электроизмерений и вторичных цепей;
- периодический осмотр панелей, пульта, шкафов с целью установления соответствия положения переключающих устройств схемам и режимам роботы электрооборудования;
- проведение плановых и послеаварийных проверок устройства РЗА и измерительных приборов.

Дежурный инженер (начальник смены) осуществляет следующие основные функции:

- оперативное руководство работой ГЭС, обеспечение безаварийной и экономичной работы;
- ведение режима работы ГЭС по заданным диспетчерским графикам;
- выполнение операций по пуску и остановке гидроагрегатов дистанционно с ГЩУ;
- производство оперативных переключений в главной электрической схема и в схеме собственных нужд;
- поддержание оперативной связи с дежурным диспетчером, передачу ему основной информации о работе ГЭС;
- ведение оперативной документации;
- другие работы, определяемые должностными и производственными инструкциями.

11.5. Организация эксплуатации механического и гидросилового оборудования

Основная задача технической эксплуатации механического оборудования заключается в обеспечении его бесперебойного действия, что достигается предупреждением нарушений в работе оборудования.

Инструкция по монтажу и эксплуатации на каждый тип оборудования и на узел сооружения разрабатываются на стадии рабочих чертежей автором проекта - специализированным конструкторским бюро. В инструкции освещаются вопросы монтажа, наладки и опробования, техники безопасности в различное время года.

Система планово-предупредительных мероприятий, приведённая в инструкции, охватывает: надзор, наблюдение, уход и ремонт и обеспечивает правильное использование оборудования в соответствии с проектом и паспортными данными.

Механическое оборудование и технологические металлоконструкции для защиты от коррозии покрываются лакокрасочными материалами на основе перхлорвиниловых эпоксидных и других синтетических смол. Указание по защите от коррозии на каждое изделие приводится на чертежах общего вида.

Первоначально антикоррозийная защита выполняется при монтаже оборудования, закладных частей и других конструкций и во время эксплуатации проводится периодически по мере её разрушения.

Ремонтные работы и периодическое восстановление антикоррозийных покрытий на сороудерживающих решётках и стальных облицовках производятся непосредственно в водоводах при их опорожнении.

Ремонтные работы по механическому оборудованию отсасывающих труб выполняется на открытой площадке с помощью подвесной тележки.

Эксплуатация гидросилового оборудования ведётся на основании инструкций заводов-изготовителей, а также ведомственных эксплуатационных инструкций.

11.6. Эксплуатация гидротехнических сооружений

Согласно существующим нормативно-методическим документам и инструктивным материалам ответственность за организацию проведение натурных наблюдений и исследований в период строительства и временной эксплуатации до сдачи гидроузла в постоянную эксплуатацию - генподрядчика. Для этого в структуре строительной организации должно быть предусмотрено специальное подразделение натурных наблюдений.

Программа натурных наблюдений и состав контрольно-измерительной аппаратуры предусматривает, что в строительный и начальный эксплуатационные периоды оперативный контроль за состоянием сооружений проводится с по мощью дистанционной закладной аппаратуры.

Параллельно, по ходу строительства, должны быть организованы наблюдения за деформациями и перемещениями сооружений геодезическими методами.

Натурные наблюдения и контрольные замеры в строительный период и период эксплуатации проводится с разной частотой. Строительный период требует более частых замеров.

11.7. Перечень технической документации, необходимой для эксплуатации ГЭС

Для нормальной эксплуатации ГЭС должна находиться следующая техническая документация:

- рабочие чертежи и пояснительные записки по гидротехнической, архитектурно-строительной, электрической, сантехнической частям и средствам диспетчерского и технологического управления;
- по эксплуатации гидротехнических сооружений и зданий;
- по учёту водного стока;
- по эксплуатации систем технического водоснабжения, воздухоснабжения и измерениям гидравлических параметров;
- по эксплуатации вентиляции, систем отопления, водопровода и канализации;
- по эксплуатации устройств осушения подводной части здания станции и откачки дренажных вод;
- по эксплуатации систем релейной защиты, устройств телемеханики и диспетчерской связи;
- нормативные документы, руководящие указания и типовые инструкции, действующие приказы и служебные записки Республики Казахстан;
- альбом архитектурно-планировочных чертежей по всем отметкам зданий и сооружений;
- альбом перекрытий зданий и сооружений с указанием допустимых нагрузок;
- Генеральный план сооружений гидроузла с нанесением проектного положения всех подземных и наземных коммуникаций и сооружений;
- основные разрезы и планы-разрезы по зданию ГЭС, гидроагрегату, мехоборудованию, выполненные в виде плакатов;
- программы эксплуатационных наблюдений по КИА сооружений;
- инструкция по сейсмическим наблюдениям за смещениями сооружений.

Заводские чертежи, описания, паспорта и инструкции по:

- гидротурбинам и их регуляторному и вспомогательному оборудованию;
- гидрогенераторам, устройствам возбуждения и охлаждения;
- главному повышающему трансформатору и его системы охлаждения;
- компрессорному оборудованию;
- эксплуатации устройств защиты и связи, автоматики, средств управления и связи;
- пожаротушению и оперативные планы пожаротушения.

Комплект диспетчерских инструкций и схем:

- по технике безопасности по отдельным видам работ (электро- и газосварщику, стропальщику, станочнику и пр.);
- протоколы наладки, измерений, испытаний и альбомы исполнительных принципиальных и монтажных схем;
- акты приёмки скрытых работ строительными и монтажными организациями.

11.8. Организация рабочих мест инженерно-технических работников и оперативного персонала

Рабочие места ИТР выполняются в соответствии с "Типовыми проектами организации рабочих мест инженерно-технических работников энергопредприятий".

Дежурный инженер осуществляет следующие функции:

- оперативное руководство работой ГЭС (обеспечение безаварийной и экономичной работы ГЭС);
- ведение режима работы ГЭС по заданным диспетчером графикам водотока в соответствии с действующими производственными инструкциями и режимными картами;
- выполнение операций по пуску и остановке гидроагрегатов дистанционным управлением;
- производство оперативных переключений в главной электрической схеме ГЭС и в схемах собственных нужд;
- ликвидация аварийных положений на оборудовании и сооружениях ГЭС, возникающих пожарах и возгараний;
- выявление неисправностей в работе оборудования и сооружений и принятие мерк их устранению;
- осуществление допусков персонала к ремонтно-наладочным работам на оборудовании и сооружениях ГЭС;
- поддержание оперативной связи с дежурным диспетчером и передача ему установленной информации о работе ГЭС;
- обход и осмотр оборудования при приёмке и сдаче смены и по мере необходимости.

Зоной обслуживания дежурного инженера ГЭС являются центральный пульт управления ГЭС, гидрогенераторы с оборудованием возбуждения, комплектное распредустройство генераторного напряжения 10 кВ, открытое распредустройство 110 кВ, главные повышающие трансформаторы, оборудование собственных нужд 10/0,4кВ, гидросиловое оборудование.

Рабочее место дежурного инженера ГЭС находится в помещении центрального пульта управления (ЦПУ). На рабочем месте имеется пульт-стол, подъёмно-поворотное кресло, шкаф для технической документации, шкаф для спецодежды, защитных средств и инструментов.

На рабочем месте дежурного ГЭС имеются следующие средства связи:

- установка оперативной связи (диспетчерский коммутатор), в которую включены линии прямой связи со всеми основными производственными помещениями здания ГЭС;
- пульт для включения громкоговорящей связи;
- линия связи радиофикации.

Документация на рабочем месте дежурного ГЭС:

- типовые инструкции;
- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- пособия по изучению ПТЭ;
- правила ТБ при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций;
- правила безопасности при эксплуатации водного хозяйства,

гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования электростанций;
- руководящие указания по организации работы с персоналом на электростанциях, в электрических и тепловых сетях;
- инструкции по учёту аварий;
- инструкции по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций;
- типовые инструкции по эксплуатации генераторов, трансформаторов, электродвигателей.

Должностные положения и инструкции:
- положение о производственных участках;
- инструкция начальника смены ГЭС.

Эксплуатационные инструкции:
- по эксплуатации генераторов и системы возбуждения;
- по эксплуатации трансформаторов;
- по оперативным переключениям в электросхеме ГЭС;
- по эксплуатации распредустройств;
- по ликвидации аварий в электрической части;
- комплект инструкций по релейной защите, автоматике, сигнализации и цепям оперативного тока;
- по эксплуатации аккумуляторных батарей и щитов постоянного тока;
- по эксплуатации воздушного хозяйства здания ГЭС;
- по эксплуатации и ремонту гидротехнических сооружений.

Схемы:
- главная схема электрических соединений ГЭС;
- схема возбуждения генератора;
- схемы собственных нужд переменного и постоянного тока;
- схема регулирования гидротурбины;
- схема маслоснабжения гидроагрегатов;
- схема технического водоснабжения гидроагрегата;
- схема осушения подводной части здания ГЭС и дренажных устройств;
- схемы вентиляции, отопления и кондиционированного воздуха здания ГЭС и пристройки;
- схемы пожарного водоснабжения;
- альбомы схем вторичной коммутации по релейной защите, сигнализации, автоматике и управлению оборудованием ГЭС.

Чертежи:
- поперечный разрез здания ГЭС по агрегату (чертёж-плакат);
- разрез по гидроагрегату (чертёж-плакат);
- план сооружений ГЭС;
- план машзала, монтажной площадки и всех помещений здания ГЭС.

Характеристики:
- нормативные эксплуатационные характеристики гидроагрегатов ГЭС;
- расходные характеристики гидроагрегатов и ГЭС;

- нормативные характеристики и правила расчётных значений, удельных расходов воды на выработанный кВт.час;
- комплект диспетчерских инструкций.

Справочные материалы:

- график осмотра и опробования оборудования;
- график дежурств на текущий месяц;
- списки диспетчеров и ответственных лиц при оперативных переговорных диспетчерских служб энергоуправления и потребителей;
- список лиц, допущенных быть руководителями и производителями работ по нарядам по электро- и гидромеханическому оборудованию;
- список лиц, имеющих право выдачи нарядов;
- список лиц, имеющих право единоличного обхода распределительных устройств.

Оперативная документация:

- оперативный журнал;
- суточная ведомость ГЭС;
- оперативная схема;
- журнал дефектов по зданиям, гидротехническим сооружениям и механическому оборудованию;
- журнал распоряжений;
- журнал заявок диспетчеру на вывод основного оборудования;
- журнал инструкций;
- журнал учёта основных показателей.

На все виды документации должны быть составлены описи, подписанные начальником ГЭС. Инструкции должны быть переплетены или храниться в скоросшивателях.

11.9. Организация ремонтов

Организация ремонтов электротехнического оборудования

Ремонтное обслуживание предполагается выполнять силами специализированных монтажных и строительных организаций по договорам с заказчиком.

Основная задача организации ремонтного обслуживания - обеспечение проведение ремонтов в установленные сроки при хорошем качестве работ и наименьших затратах на их выполнение.

Для поддержания оборудования в работоспособном состоянии и восстановления его эксплуатационных характеристик на ГЭС предусматривается капитальные и текущие ремонты.

Капитальные ремонты.

Периодичность капитальных ремонтов основного оборудования в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей" составляет 4-6 лет. Периодичность капремонтов агрегатов ГЭС при числе часов использования установленной мощности 3581 планируется 6 лет. Средняя продолжительность капремонта агрегата составляет 14 дней.

Капитальный ремонт стального основного оборудования планируется в сроки:

- главных трансформаторов - не позднее чем через 8 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, в зависимости от результатов профилактических испытаний;
- выключателей - в соответствии с заводской инструкцией.

Капитальный ремонт вспомогательного оборудования гидроагрегатов производится одновременно с капремонтом агрегата, а капремонт остального оборудования (вентиляционного и сантехнического) - в сроки, установленные местными инструкциями.

Номенклатура типовых работ при капитальном ремонте гидротурбин, гидрогенераторов, трансформаторов определена "Инструкцией по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций".

Текущие ремонты

Текущие ремонты гидроагрегатов проводятся один раз в год. При текущих ремонтах выполняются работы, необходимые для поддержания оборудования в технически исправном состоянии. Они предусматривают частичную разборку оборудования, замену неисправных узлов и деталей, которые могут выйти из строя до очередного капремонта, проверку различных устройств и, при необходимости, наладку систем управления, регулирования и автоматики. Средняя продолжительность текущего ремонта гидроагрегата ГЭС, проводимого в год капитального ремонта ориентировочно составляет 3 дня, а продолжительность текущего ремонта гидроагрегата в годы между капитальными ремонтами - 6 дней.

Ниже приводится номенклатура в количестве оборудования обменного фонда:

1.	Рабочее колесо турбины	1 комплект
2.	Компрессор	- " -
3.	Комплект запасных частей к турбине	- " -
4.	Комплект запасных частей к генератору	- " -
5.	Комплект запасных частей к системе регулирования	- " -

Механизация ремонтных работ

Для механизации ремонтных работ на ГЭС должно быть предусмотрено следующее:

Оборудование электрическими одноблочными кранами производственных помещений:

- насосных осушения проточной части турбин и дренажа здания ГЭС;
- компрессорной;
- мехмастерской;
- техводоснабжения

Разводка сжатого воздуха давлением 0.6-0.8 МПа с отпайками для подключений пневмоинструмента и оборудования:

- машзала у каждого агрегата;
- в турбинном помещении у каждого агрегата;
- на монтажной площадке;
- разводка технической воды с установкой разборных кранов для промывки оборудования и различных гидравлических испытаний в машзале и турбинном помещении у каждого агрегата, на монтажной площадке

Таблица 10.4 - Перечень средств малой механизации

№№ пп.	Наименование	Количество
1.	Блоки роликовые различной грузоподъёмности (0.5, 1.0, 5.0, 10.0 т.с.)	4
2.	Крюки различной грузоподъёмности (0.5, 1.0, 3.0, 5.0 т.с.)	по 2 штуки каждого типа
3.	Домкраты гидравлические различной грузоподъёмности (3.5, 10.0, 50.0 т.с.)	4
4.	Лебёдки ручные различной грузоподъёмности (о.5, 1.0, 3.0 т.с.)	3
5.	Лебёдки электрические различной грузоподъёмности (0.5, 1.0, 3.0 т.с.)	2
6.	Тали ручные различной грузоподъёмности (0.5, 1.0, 3.0 т.с.)	3
7.	Тали электрические различной грузоподъёмности (1.0, 3.0)	2
8.	Тележки ручные грузоподъёмностью 1 т.с.	1

Разводка электросиловой сети напряжения 380/220В с установкой ремонтных сборок для подключения электроинструмента и передвижного электрооборудования производится во все основные места производства ремонтных работ.

На агрегатных щитах управления, щитах релейной защиты должны быть установлены розетки для подключения испытательных стендов и аппаратуры переменного и постоянного тока напряжением 220В. Электропитание переменного и постоянного тока напряжением 220В подводится в помещение лаборатории релейной защиты и автоматики.

В машзале и монтажной площадке устанавливаются трёхфазные розетки напряжением 380/220В для подключения поломоечных машин.

Организация ремонтов гидротехнических сооружений

Ремонты гидротехнических сооружений и производственных зданий ГЭС подразделяются на:

- текущие ремонты;
- выборочные капремонты отдельных конструкций сооружений;
- комплексные капремонты;
- специализированные ремонтные работы (цементационные, антикоррозийные, подводные технические работы и др.)

Ввиду малой численности обслуживающего персонала ГЭС все виды ремонтов гидротехнических сооружений и производственных зданий, кроме текущих ремонтов зданий, должны проводиться соответствующим ремонтным персоналом по договорам с привлечением специализированных организаций.

Текущие ремонты производственных зданий могут быть проведены персоналом ГЭС.

Планы ремонтных работ и сметы на капремонт составляются на основании актов ежегодных осмотров сооружений и зданий и ведомостей объёмов работ.

Ремонт гидросооружений включает:

- ремонт подводных и надводных частей сооружений, включая цементацию отдельных участков сооружений;

- ликвидацию последствий размывов в нижнем бьефе сооружений;
- ремонт крепления откосов;
- ремонт обделок гидротехнических сооружений;
- чистка и окраска оборудования;
- ремонт внутриобъектных дорог и т.п.

План текущих ремонтов составляется гидротехническим участком и утверждается директором ГЭС. До начала ремонта составляется дефектная ведомость и смета.

К дефектной ведомости необходимо приложить ведомость материалов, инструментов, транспорта и такелажных средств, механизмов, потребности рабочей силы и спецодежды, а также программу испытания отремонтированного сооружения.

Текущие ремонты должны быть приурочены к периоду, когда ГЭС остановлена или к опорожнению водопроводящих сооружений и завершены к началу работы ГЭС.

В аварийных случаях необходимый ремонт проводится немедленно, под прикрытием аварийно-ремонтного затвора.

Приёмка основных сооружений после текущего ремонта производится комиссией во главе с директором ГЭС. Проводятся испытания отремонтированных сооружений, предусмотренные программой.

Комиссия, принимающая сооружения после ремонта, даёт анализ качества выполненных работ с фиксацией её в дефектной ведомости.

Капитальный ремонт сооружений ГЭС производится в сроки, намеченные специальным графиком эксплуатации.

11.10. Организация эксплуатации в пусковой период

К моменту пуска 1-го агрегата ГЭС должно быть в основном заполнено штатное расписание в соответствии с утверждённой организационной структурой управления.

Таким образом, численность персонала соответствует периоду постоянной эксплуатации.

Не позднее чем за 6 месяцев до пуска агрегатов разрабатываются следующие организационные мероприятия:

- подготовка нормативных документов;
- подготовка технической и технологической документации;
- подготовка производственных норм;
- составление и утверждение штатного расписание персонала;
- организация мастерской и лабораторий;
- комплектация инструментов, материалов для ремонта и запасных частей;
- оснащение помещений мебелью;
- оснащение средствами оргтехники.

Не позднее чем за 3 месяца до пуска агрегата должны быть заключены договора с наладочными организациями на наладку основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и релейной защиты, управления, сигнализации, средств связи, на высоковольтные испытания оборудования.

За 2 месяца до пуска необходимо завершить подготовку и комплектацию:

- документации, выдаваемой проектной организацией;
- нормативной, директивной документации, типовых конструкций;
- временных должностных положений и эксплуатационных инструкций, составляемых дирекцией.

За месяц до пуска должно быть начато дежурство оперативного персонала на рабочих местах по временному графику. В этот период оперативный персонал дополнительно знакомится с устройством и работой оборудования при проведении

монтажных и наладочных работ, осваивает операции по пуску, остановке и обслуживанию оборудования.

За 6 месяцев до пуска агрегата должна быть проведена комплектация ИТР ведущих должностей и рабочих ведущих профессий.

Для подготовки дежурных инженеров должны быть организованы курсы для изучения правил безопасности и техники безопасности, оборудования, схем первичной и вторичной коммутации.

По окончанию курсов производится проверка усвоения материала, экзамен по ТБ для выдачи удостоверения, после чего кандидаты на должность ДИСа направляются на стажировку на ГЭС с примерно аналогичным оборудованием на 2-3 месяца.
Прохождение стажировки должно быть оформлено удостоверением.

12. Организация строительства

В данном разделе проекта проработаны вопросы организации строительного производства для выбранного варианта ГЭС, освещены вопросы организации внешнеподъездных и внутрипостроечных дорог, транспортной схемы, возведения гидроузла, промышленных предприятий строительства, привлечения рабочей силы. Приводятся стройгенплан строительства, календарный план сроков и финансирования строительства, потребные ресурсы строительства и потребный объем в жилье на время строительства.

12.1. Строительно-хозяйственные условия строительства

Строительная площадка ГЭС размещается на территории Ескельдинского района Алматинской области Республики Казахстан.

В районе строительства проходят дороги местного значения, предусматривается использование существующих асфальтированных и грунтовых автодорог, проходящих в непосредственной близости к участку строительства.

Доставка внешних грузов и оборудования до стройплощадки возможна по существующим автомобильным дорогам и, в случае необходимости, по железной дороге до ж/д станции Талдыкорган с разгрузкой на тупике ТОО «Темирбетон».

В соответствии со СП РК 2.04-01-2017 (Строительная климатология) (с изменениями от 01.04.2019 г.) и СНиП 2.01.07-85 (Нагрузки и воздействия):

1. Климатический район III.
2. III снеговой район: S0 = 1.0 кПа (100 кгс/м2).
3. III ветровой район W0, = 0.38 кПа (38кгс/м2).
4. Расчётные температуры воздуха.

4.1. Среднемесячная температура воздуха в январе: минус -32°С.

4.2. Среднемесячная температура воздуха в июле: плюс 18.6°С.

4.3. Средняя температура воздуха самой холодной пятидневки: минус 35°С.

5. Класс капитальности - III, согласно СН РК 3.04-01-2018.

6. Уровень ответственности - I, согласно Приказа Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165. "Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам".

7. Сейсмичность района-9 баллов

12.2. Краткая характеристика сооружений гидроузла и объемы работ

Строительство ГЭС планируется осуществить на территории Ескельдинского района Талдыкорганского региона Алматинской области Республики Казахстан, в близи г.Текели, на реке Кора. Это вторая ГЭС из трех планируемых для возведения на данной реке.

Тип ГЭС – деривационный.

В состав основных сооружений входят:

1) Головной узел в составе:

- Перегораживающее сооружение (плотина) высотой 15,7м, длиной по гребню 84,47м, в том числе переливной части 30,0м, 15,75м и 38,72м глухими частями левой и правой соответственно. Колодец гаситель длиной 18,0м шириной 30,0м, с высотой стен 7,1м имеет в конце поперечную стенку bxh=1,0x1,5м. Материал монолитный железобетон.
- Верховая перемычка. Верховая перемычка имеет ширину по гребню 3,0м, длина 30,3м высота 2,95м. Материал: тело – карьерный камень, экран из суглинка.

- Строительно-эксплуатационный водосброс длиной 103,2м. Материал монолитный и сборный железобетон, изнутри в лотковой части и на стенах покрытый стальной облицовкой для наилучшей работы на истирание.
- Донный промывник длиной 61,6м. Материал монолитный и сборный железобетон, изнутри в лотковой части и на стенах покрытый стальной облицовкой для наилучшей работы на истирание. Концевое сооружение имеет длину 12,09м.
- Рыбопропускное сооружение. Имеет общую длину 200,3м ширина лотка 0,5м, в том числе 6,9м проходит в теле плотины, 193,4м проходит по открытой поверхности. Состоит из 3-х наклонных участков с уклонами 0,106, 0,103 и 0,125, так же имеет 2 участка длиной по 12м для отдыха рыбы, а так же приемная камера длиной 12м. Материал монолитный железобетон.
- Рыбозащитное сооружение. Состоит из системы перфорированных стальных труб 50х50мм общей длиной 42м, с подачей в них воздуха с помощью компрессора. Устанавливается перед водозаборным сооружением.
- Отстойник - однокамерный с непрерывной промывкой. Имеет общую длину 103,6м, ширину по основанию 8,0м. В боковой стенке предусмотрена переливная стенка на случай при быстром закрытии быстропадающего аварийного затвора на водоприемнике. В середине и в конце отстойника устроены наносоулавливатели, снабженные затворами глубинного типа имеющие габариты bxh 1,0х1,0м. Материал монолитный и сборный железобетон.

2) Водоподводящий тракт в составе:

- Водоприемник со сбросным каналом - длиной 21,9 м, высотой 6,4м выполнен двухочковым в начальном участке с оборудованной сороудерживабщей решеткой, далее объединяется и вода поступает в напорную деревацию. На входе оборудован быстропдающим аварийным затвором, за которым устраивается грузо-аэрационная шахта. Рядом с водоприемников устраивается продолжение переливной стенки, начало которой расположено на отстойнике на случай быстрого закрытия быстропадающего аварийного затвора. Материал монолитный железобетон.
- Напорная деривация имеет протяженность 2765км, в том числе тоннельный участок. Напорная деривация выполнена в виде стеклопластиковой трубы внутренним диаметром 2,8м. На поворотах устраиваются анкерные опоры в сталежелезобетонной облицовке, отводы выполнены из стали 09Г2С к отводам привариются переходники с металла на пластик, к ним в свою очереди примыкают демфирующие 3м трубы из стеклопластика, которые омоналичиваются железобетоном.
- Туннельный участок. Протяженностью 200м выполняется в связи со сложным топографической местностью, а так же технической возможностью прохождения напорной деривацией на прямую посредством организации тоннельного участка. Тип временной крепи принят арочная крепь из двутавра с набрызг-бетоном класса B/t 2.4 t=10см. После выполнения временной крепи в тоннельном участке устанавливаются трубы из стеклопластика затрубное пространство заполняется железобетоном.

3) Станционный узел в составе:

- Металлическая развилка на 3 агрегата. Напорная деривация подходит водоводом диаметром 2,8м, затем разбивается на два больших диаметром 1,6м, и один малый диаметром 1,0м, из марки стали 09Г2С заключенные в монолитный железобетон.
- Здание ГЭС на установку 3 агрегатов горизонтального исполнения суммарной мощностью 26 мВт, Подземная часть монолитный железобетон, верхнее строение сборные сэндвич панели.
- Отводящий канал длиной 158м, имеет ответвление для перспективной ГЭС-2 на реке Кора. В отводящем канале установлены два затвора для регулирования потока воды на выходе из ГЭС-3 на реке Кора. Высота стен 1,9м, ширина по основанию 3,2м открытого типа. Материал монолитный железобетон.

Напорный фронт создается напорной деривацией длиной 2,7 км. Пропуск строительных расходов осуществляется через строительно-эксплуатационный водосброс (СЭВ). Для переключения строительных расходов в СЭВ выполняется перекрытие реки в меженный период, с возведением верховой перемычки.

Эксплуатационные расходы гидроузла пропускаются через: агрегаты ГЭС, водосливную часть перегораживающего сооружения, СЭВ, глубинный водосброс соответственно 22,8 м^3/с, 177 м^3/с, 63 м^3/с и 63 м^3/с.

Подвод воды к агрегатам ГЭС осуществляется по напорному водоводу и узлу развилки перед зданием станции.

В соответствии с классом сооружения, расход реки строительного периода должен быть учтён как вероятность Р=10% и составляет 10 м3/с. Пропуск строительных расходов осуществляется через построенные к этому периоду сооружения. Пропуск расходов воды на период строительства осуществляется через строительно-эксплуатационный водосброс, а пропуск возможного паводкового расхода в строительный период осуществляется через частично возведенную часть перегораживающего сооружения согласно листа 5 данного чертежа. Для переключения строительных расходов в строительно-эксплуатационный водосброс выполняется перекрытие реки пионерным способом с возведением верховой перемычки (банкетка), в меженный период. Подвод воды к агрегатам ГЭС осуществляется по напорному водоводу из стеклопластика и металлической развилкой перед зданием станции.

Сводная ведомость объемов работ по сооружения представлена в приложении 8.

12.3. Стройгенплан, транспортные и инженерные коммуникации

Стройгенплан

Стройгенплан представлен на чертеже раздела ПОС № 005-27-1 лист 3, который разработан на топооснове М 1:500 в соответствии с конструктивно-компоновочными решениями основных сооружений ГЭС и представлен в М1:2000 для удобства рассмотрения. Комплекс основных сооружений ГЭС размещается на правом берегу реки. Учитывая довольно значительную удаленность сооружений ГЭС друг от друга, подсобные предприятия располагаются на строительных площадках - №1, №2, №3, №4 и представлены на чертеже 005-2021-ПОС лист 3, 4.

Состав сооружений и подсобных предприятий, обеспечивающих выполнение работ в заданные сроки строительства и их характеристики приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1.

п/п	Наименование	Характеристика
	1. Стройплощадка №1 Площадь территории – 47,9га	
1.	Склад инертных материалов	– балласт для приготовления инертных материалов 15000 м^3; – склад гравия (щебня) емкостью 20000 м^3; – склад песка емкостью 20000 м^3.
2.	Механическая мастерская	контейнерного типа (2 шт.)
3.	Материально-технический склад	– открытая бетонная площадка – 200м^2 – отапливаемый склад – 36 м^2 – навес – 100 м^2
4.	Площадка для ремонта и стоянки	– площадь – 621 м^2;

	машин и механизмов	– 1 металлическая эстакада для ремонта машин; – навес – 80 м^2
5.	Склад ГСМ	– 1 емкость для дизеля 10 м^3 – 4 ёмкости для масел по 200 л;
6.	Уборная выгребная	на 2 очка (2 шт.)
7.	Вахтовый поселок	на 100 работников строительства
8.	Контора	контейнерного типа
9.	Медпункт	контейнерного типа
10.	Пожарное депо	на 2 поста
11.	Санитарно-бытовое здание	на 10 чел
12.	Водоснабжение (тех. и хоз. питьевое) Энергоснабжение Канализация	Хоз. питьевое – привозное, техническое из реки. Для снабжения водой полива автодорог (объем воды на период строительства для поливки автодорог – 100 тыс. м^3) 2 ТП 10/04 Кв Септики
	2. Строительная площадка №2 Площадь территории – 1,1 га	
1.	Склад инертных материалов	– балласт для приготовления инертных материалов 15000 м^3; – склад гравия (щебня) емкостью 20000 м^3; – склад песка емкостью 20000 м^3.
2.	Механическая мастерская	контейнерного типа (2 шт.)
3.	Материально-технический склад	– открытая бетонная площадка – 200м^2 – отапливаемый склад – 36 м^2 – навес – 100 м^2
4.	Площадка для ремонта и стоянки машин и механизмов	– площадь – 621 м^2; – 1 металлическая эстакада для ремонта машин; – навес – 80 м^2
5.	Склад ГСМ	– 1 емкость для дизеля 10 м^3 – 4 ёмкости для масел по 200 л;
6.	Арматурный двор со стендом изготовления армоконструкций	арматурные конструкции -1,0 тн/см
7.	Уборная выгребная	На 2 очка (2шт)
8.	Вахтовый поселок	на 100 работников строительства
9.	Контора	контейнерного типа
10.	Душевая	на 4 сетки
11.	Медпункт	контейнерного типа
12.	Столовая на 24 посадочных мест	контейнерного типа (2 шт.)
13.	Пожарное депо	на 2 поста
14.	Санитарно-бытовое здание	на 10 чел
15.	Водоснабжение (тех. и хоз. питьевое) Энергоснабжение Канализация	Хоз. питьевое – привозное, техническое из реки. 2 ТП 10/0,4 Кв Септики

	3. Строительная площадка №3 Площадь территории – 0,2 га	
1.	Склад инертных материалов	– склад гравия (щебня) емкостью 5000 м^3; – склад песка емкостью 5000 м^3.
2.	Помещение для горноспасателей	контейнерного типа (1 шт.)
3.	Площадка для стоянки машин и механизмов	– навес площадью 40 м^2 – 1 металлическая эстакада для ремонта машин
4.	Вахтовый поселок	на 20 работников строительства
5.	Арматурный двор со стендом изготовления армоконструкций	На 1т арочной крепи в смену
6.	Уборная выгребная	На 2 очка
7.	Отдельно-стоящие объекты: Огороженный расходный склад взрывчатых материалов с КПП	на 6 т
8.	Воздухоснабжение Водоснабжение (тех. и хоз. питьевое) Энергоснабжение Канализация	Нагнетательные вентиляторы 2шт Хоз. питьевое – привозное, техническое из реки. 1 ТП 10/0,4 Кв Септики
	4. Строительная площадка №4 Площадь территории – 1,13 га	
1.	Участок ВГСЧ	-помещение контейнерного типа; - ламповая; - аккумуляторная.
2.	Помещение для горноспасателей	контейнерного типа (1 шт.)
3.	Площадка для стоянки машин и механизмов	– площадь 183 м^2; – навес площадью 50 м^2 – 1 металлическая эстакада для ремонта машин
4.	Материально-технический склад	– открытая бетонная площадка – 100м^2 – навес – 50 м^2
5.	Арматурный двор со стендом изготовления армоконструкций	арматурные конструкции -1,0 тн/см
6.	Вахтовый поселок	на 50 работников строительства
7.	Административно-бытовое помещение	Контейнерного типа (2шт)
8.	Душевая	на 4 сетки
9.	Столовая на 12 посадочных мест	контейнерного типа (1 шт.)
10.	Уборная выгребная	На 2 очка
11.	Склад инертных материалов	– балласт для приготовления инертных материалов 20000 м^3; – склад гравия (щебня) емкостью 10000 м^3; склад песка емкостью 10000 м^3.
12.	Отдельно-стоящие объекты: КПП	
13.	Воздухоснабжение Водоснабжение (тех. и хоз. питьевое)	Хоз. питьевое – привозное, техническое из реки.

	Энергоснабжение Канализация	2 ТП 10/0,4 Кв Септики

На стройплощадках размещаются: участки для приема, хранения и переработки внешних грузов, для строительства основных сооружений гидроузла, для выполнения специализированных работ, вахтовый поселок и пр. Отдельно-стоящим объектом является расходный склад взрывчатых веществ, устраиваемый с охранным ограждением и контрольно-пропускным пунктом.

Сооружения подсобных предприятий и вахтового поселка сборно-разборные, передвижные, контейнерного типа.

Электроснабжение строительных площадок на период строительства обеспечивается существующими воздушными линиями ВЛ-10кВ и комплектными трансформаторными подстанциями (КТП-10/0,4кВ).

Внешняя связь решается по сотовой сети, внутрипостроечная связь – по радиосвязи и сотовой сети.

Производственное (техническое) водоснабжение предусматривается из реки с устройством на нем водозаборного сооружения с насосами, хозяйственно-питьевое водоснабжение – привозная вода.

Хозфекальная канализация не стационарная. Предусматривается установка септиков, которые по мере наполнения опорожняются и специальным автотранспортом вывозятся на очистные сооружения г. Текели.

Теплоснабжение строительства для каждого объекта решается индивидуально - от нагревательных электрических установок.

Газоснабжение индивидуальное от привозных баллонов.

Воздухоснабжение решается от передвижных компрессоров.

Для строительства сооружений ГЭС, включая отсыпку, будет использоваться полезная выемка грунтов на земельном участке, предоставленном для строительства объекта на основании Постановления Акимата Есельдинского района от 13.12.2019г. №316 с целевым назначением «для строительства ГЭС-3».

Проектом не предусмотрено использование привозных грунтов, песка и щебня, разработка и использование грунтовых резервов и карьеров.

Согласно пунктом 1 ст. 42 Земельного кодекса РК предоставление прав на извлечение общераспространенных полезных ископаемых для собственных нужд производится одновременно с предоставлением земельного участка, под которым находится соответствующая часть недр, в частную собственность или землепользование.

В соответствии с подпунктом 3 пункта 1 ст. 64 Земельного кодекса РК собственники земельных участков и землепользователи, если иное не установлено настоящим Кодексом и иными законодательными актами Республики Казахстан, имеют право на использование в установленном порядке без намерения последующего совершения сделок для нужд своего хозяйства имеющихся на земельном участке или в недрах под принадлежащими им земельными участками общераспространенных полезных ископаемых, насаждений, поверхностных и подземных вод, а также на эксплуатацию иных полезных свойств земли.

Проект переработки общераспространенных полезных ископаемых, являющихся полезной выемкой, с использованием временных сооружений – ДСК, БСУ, будет разработан отдельным проектом, согласно Экологического кодекса РК.

12.4. Подъездные транспортные коммуникации

Ситуационный план строительства и линейная транспортная схема представлены на чертеже 005-27-1 лист 1, 2.

Внешний подъезд от г.Алматы до г.Талдыкорган обеспечивается по автомобильной дороге государственного значения, с категорией дороги II и шириной проезжей части от12 до 15.0м. Автодорога имеет асфальтобетонное покрытие.

От г. Талдыкорган подъезд осуществляется по существующей автомобильной дороге местного значения Талдыкорган-Текели с твердым покрытием, ширина проезжей части от 7 до 10 м.

От г. Текели до строительной площадки №1 подъезд осуществляется по существующим автомобильным дорогам V категории и мостом г/п -80 тонн.

Для обеспечения грузоперевозок между строительными площадками №1,2,3,4 предполагается использование существующей грунтовой автодороги, проходящей в непосредственной близости к участкам строительства.

12.5. Перевозка тяжеловесных и негабаритных грузов

Масса и размеры основных тяжеловесных и негабаритных транспортных единиц технологического оборудования и механизмов приведена в таблице 11.2.

Таблица 11.2.

	Наименование	Масса, т	Габариты, м		
			Длина	Ширина	Высота
	I. Строительные машины				
	Кран Э-2503	79.5	7.59	4.15	6.3
	Экскаватор SD-22AA	36.0	11.3	3.0	3.08
	Бульдозер ДЗ-171	18.5	6.5	3.24	3.15
	II. Технологическое оборудование				
	Ротор большого генератора	28,5	2.0	2.0	5.0
	Большая турбина	24,0	4.6	4.1	1.7
	Трансформатор	34,6	5.5	3.3	3.9

Транспортирование тяжелых и негабаритных грузов из г. Талдыкорган до стройплощадок ГЭС осуществляется по дорогам с твердым покрытием, удовлетворяющим по несущим способностям движению по ним тяжелых автопоездов. Перевозка наиболее тяжелых частей оборудования и механизмов будет производиться на прицепах – тяжеловозах г/п 40÷60т (буксируемых тягачами МАЗ-7310).

Линейные транспортные схемы доставки внешних и внутрипостроечных грузов представлены на чертеже №005-27-1.

12.6. Сроки строительства, заделы по годам и календарный план

Согласно п.5.1.1, СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть I», для объектов электростанций гидроаккумулирующего и гидравлического типа (ГАЭС и ГЭС) определение продолжительности строительства рекомендуется устанавливать ПОС.

Сроки строительства определяются на основании Проекта организации строительства (ПОС).

Общая продолжительность строительства комплекса зданий и сооружений, технологически увязанных между собой определена по основному или наиболее трудоемкому в возведении объекту комплекса. Все остальные здания и сооружения возводятся параллельно в пределах срока строительства этого объекта комплекса.

В настоящем проекте, наиболее трудоемким в возведении объектом комплекса является перегораживающее сооружение с общим объемом бетона 13,775т.м^3.

В соответствии с приложением Б. "Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть 2" СП РК 1.03-102-2014, разделом Б.5.2. Коммунальное хозяйство, таблицей Б.5.2.1, пункт 36 «Плотина» (стр.170) продолжительность строительства Бетонной и железобетонной плотины составляет 24 месяца при объеме бетона 10 тыс.м3 (максимальный показатель). Объем бетона перегораживающего сооружения в проекте составляет 13,775 м3. Расчет продолжительности строительства производится по методу экстраполяции.

Увеличение объема:

((13,775-10)/10)x100 = 37.75%

Прирост продолжительности по времени:

37,75x0,33 = 12,46%

где 0,33 -коэффициент, учитывающий изменение сроков строительства на каждый % вариации объема.

Расчетная продолжительность строительства составит:

24x((100+12,46)/100) = 27 мес.

Расчетный срок строительства принимается 27 месяцев, включая подготовительный период, 2 месяца в том числе.

Показатели задела в строительстве и освоение средств

Начало строительства 3-ый квартал, август 2021 года (письмо Заказчика ТОО «Коринская ГЭС-2» №1-21/50 от 30 июня 2021г. О сроках строительства). Нормы задела в процентном соотношении к сметной стоимости согласно нормам СП РК 01.03-102-2014 сведены в таблицу.

Расчет заделов Применительно (соответствует наиболее трудоёмкому сооружению) Таблица Б.5.2.1 пункт 36 «Плотина» (стр. 170) нормативная продолжительность строительства 24 месяцев (с применением экстраполяции 27 месяцев) нормативный задел по кварталам приведен ниже в таблице:

П 36	Норма продолж. строительства, мес.		Норма задела строительства по кварталам, % сметной стоимости							
	Общая	Подг. пер.	2021		2022				2023	
			3	4	1	2	3	4	1	2
	27	2	10	22	39	54	67	80	92	100

Распределение по годам 2021год – 22%, 2022год – 58%, 2023год – 20%

Календарный план строительства приведен в таблице 11.3.

Таблица 11.3. - Календарный план строительства

№	Наименование	Продол-житель-ность, мес	2021 г.												2022 г.												2023 г.											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Подготовительный период строительства	2																																				
2	Основные сооружения:																																					
2.1.	*Головной узел:*																																					
	- Перегораживающее сооружение (плотина). Колодец-гаситель.	27																																				
	Верховая и низовая перемычки	1																																				
	- Строительно-эксплуатационный водосброс (СЭВ)	22																																				
	- Донный водосброс	11																																				
	- Рыбозащитное сооружение	1																																				
	- Рыбопропускное сооружение	6																																				
	- Отстойник с промывным каналом	20																																				
	- Напорный бассейн с водоприемником	21																																				
2.2.	*Водоподводящий тракт:*																																					
	- Напорный трубопровод	23																																				
	- Ливнесбросы	23																																				
	- Туннельный участок	22																																				
2.3.	*Станционный узел:*																																					
	- Развилка	22																																				
	- Здание станции	22																																				
	- Отводящий канал	20																																				
2.4.	*Комплексные испытания и сдача объекта в эксплуатацию*	1																																				

распределение грузооборота по годам строительства

Списочное количество грузовых автомобилей для внешних перевозок составляет:

$$П = \frac{ТР \times К_2 \times 1.1}{В} = \frac{2000 \times 200 \times 1.1}{35000} = 12$$ шт.

Т = 2000т – объем внешних грузоперевозок в пиковый год;

Р = 200км – расстояние перевозки грузов;

В = 35тыс.т – среднегодовая производительность одной списочной автотонны;

К2 =1.1 - коэффициент, учитывающий природные условия.

Списочное количество автомобилей для внутриплощадочных перевозок составляет:

$$П = \frac{688000 \times 1.4 \times 1.2}{35000} = 34$$ шт.

Т = 688000т – объем внутриплощадочных грузоперевозок в пиковый год;

Р = 1.4км – среднее расстояние перевозки внутриплощадочных грузов;

К1 –1.2 коэффициент, учитывающий полевые условия.

Для транспорта, осуществляющего внутриплощадочные перевозки, предусматриваются автостоянка в районе стройплощадки.

Доставка местных строительных материалов осуществляется автотранспортом до стройплощадки.

Сборные ж/бетонные изделия и конструкции для гидротехнического строительства в размере 80% изготавливается на месте строительства, а 20% - поставляется с полигона ТОО «Темирбетон».

Кирпич, асфальтобетон, утеплительные маты, щебень, черный гравий поставляются районными предприятиями стройиндустрии Алматинской области. Цемент, лакокрасочные и теплоизоляционные материалы - из г.Семипалатинска. Нефтебитум - из г.Павлодара.

Обеспечение строительства камнем для креплений, гравийно-галечником для насыпей и обратных засыпок осуществляется из полезных выемок строительства с сортировкой в кавальерах методом сегрегации. Инертные для бетона и гравийно-песчаные грунты подготовок бетонных сооружений и отсыпки перемычки для возведения плотины доставляются из карьеров и полезных выемок.

12.7. Схемы возведения основных сооружений гэс

Участки работ

Строительство основных сооружений производится одновременно на всех строительных участках - после завершения подготовительных работ по трассе деривации, а также прокладке инженерных коммуникаций.

Определены следующие участки ведения строительно-монтажных работ:

участок 1 – головной узел (перегораживающее сооружение, отстойник, строительно-эксплуатационный водосброс и т.д.);

участок 2 – напорный водовод;

участок 3 – сооружения пристанционной площадки (здание станции, отводящий канал, узел развилки и т.д.).

Участок 1

Участок 1 охватывает начальную трассу деривации от створа перегораживающего сооружения до напорного бассейна. Работы начинаются с выполнения земляных работ по отстойнику и строительно-эксплуатационному водосбросу. По трассе отстойника

выполняются работы по выемке грунта, расширение полки для прокладки инспекторской дороги, выполняются берегоукрепительные работы. Возводится СЭВ. В меженный период выполняется перекрытые реки в створе перегораживающего сооружения, с устройством верховой и низовой перемычек. Выполняется разработка котлована, укладка бетонной подготовки, устройство цементационного зуба и площадной цементации. Укладка бетонной смеси в тело плотины выполняется послойно и по ярусно.

Участок 2

Участок 2. Возведение напорного водовода выполняется на двух участках параллельно: 1) с входной части туннельного участка в направлении перегораживающего сооружения и 2) от узла развилки в направлении выходной части туннельного участка, так как согласно условиям укладки стеклопластиковых труб (раструбное соединение), работы выполняются снизу-вверх. Сроки выполнения работ данного участка являются определяющими для общего срока строительства ГЭС.

Участок 3

Участок 3. Возведение здания станции и отводящего тракта ГЭС начинается одновременно с началом работ на других участках. Из-за того, что основанием здания станции служат галечники и в связи с этим ожидается большой приток подземных вод, разработка котлованов этих сооружений выполняется на всю длину, на уровне отводящего канала. Следующим этапом разрабатывается котлован здания станции на всю глубину, с отводом фильтрационных вод насосами по отводящему каналу. Здание станции возводится традиционным способом – возводится подземная часть, затем – верхнее строение.

ОРУ устраивается после выполнения объемно-планировочных работ на пристанционной площадке. Монтаж оборудования и прокладка кабельной продукции в здании станции и ОРУ выполняется в соответствии с графиком поставки, а также графиком готовности строительной части этих сооружений.

Участок 1 возводится силами подсобных предприятий на строительной площадке №2, участок 2 - силами подсобных предприятий на строительной площадке №1 и №2, участок 3 - силами подсобных предприятий на строительной площадке №1.

12.8. Финансирование строительства и потребные ресурсы

Общий объем капитальных вложений на строительство ГЭС составляет 10 227,72 млн. тенге.

Распределение капвложений по годам строительства приведено в Финансово-экономическом разделе.

Строительные кадры

Потребность в строительных кадрах определена по годовому объему строительно-монтажных работ и выработке на одного работающего, занятого на строительно-монтажных работах и подсобных производствах.

Потребность кадров в пиковый год строительства с учетом обслуживающего персонала составляет 200 человек. Потребность в работающих на строительно-монтажных работах на объектах от общей потребности составляет 60%.

$Ч_{СМР}=200\times0.6=120$ человек.

Численность работающих с учетом работников, находящихся на межвахтовом отдыхе, составит:

$Ч_{ВАХТЫ}=120\times1.61=190$ человек.

Общая численность кадров составит 120+190=310 человек, в том числе численность административно-управленческого аппарата и МОП составляет 18 человек.

Потребность в строительных машинах и механизмах

Общая потребность в основных строительных машинах и автотранспорте определена, исходя из физических объемов работ. В разное время строительства потребуется следующий набор строительной техники, см. таблицу 11.4.

Таблица 11.4.

№ п/п	Наименование механизмов и оборудования, марка	Примечание
1	HOWO ZZ4257N3247D1-седельный тягач (Цементовоз)	
2	Камаз 6460-001 (Цементовоз)	
3	Howo Hdt5230 (Автобетононасос)	80 м³
4	SHACMAN SX5256GJBDR384 (Автобетоносмеситель)	8 м³
5	SHACMAN SX5256GJBDR384 (Автобетоносмеситель)	8 м³
6	SHACMAN SX5256GJBDR384 (Автобетоносмеситель)	8 м³
7	Shachman Sx5258gibdr384 (Автобетоносмеситель)	8 м³
8	Shachman Sx5258gibdr384 (Автобетоносмеситель)	8 м³
9	SHACMAN Sx3256 DR384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
10	SHACMAN SX3256DR384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
11	SHACMAN SX3256DR384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
12	SHACMAN SX3256DR384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
13	SHACMAN SX3256DR384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
14	SHACMAH SX3258DR384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
15	SHACMAH SX 3258 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
16	Shachman Sx3258dr384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
17	Shachman Sx3258dr384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
18	Shachman Sx3256dr384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
19	Shachman Sx3256dr384 (Самосавл)	15 м³, 25 тн
20	Камаз 6520 (Самосавл)	12 м³, 20 тн
21	Автокран Кс 3577 МАЗ 5337	14 тн
22	Автокран КС 6471	25-40 тн
23	Автокран КС Камаз 45719	20 тн
24	Автокран Урал КС 35714-2	14 тн
25	Автокран Xcmg Qy25k-II	25 тн
26	Автогрейдер GR 215	16,5 тн
27	Экскаватор гусеничный EC 380 ДL	2 м³
28	Экскаватор гусеничный DOOSAN DX 300 LCA	1,6 м³
29	Экскаватор гусеничный EC 300 ДL	1,6 м³
30	Экскаватор-погрузчик WZ 30-25	0,3 м³/1 м³
31	Экскаватор гусеничный CAT 323	1,5 м³
32	Экскаватор-погрузчик колесный	0,3 м³/1 м³
33	Экскаватор DOOSAN DX300	1,6 м³
34	Экскаватор гусеничный DOOSAN DX300	1,6 м³
35	Экскаватор гусеничный XOM 6 модель ТК 1023LC	1,2 м³
36	Экскаватор гусеничный LIEBHERR R944 BHD-SL	2,2 м³
37	Экскаватор гусеничный LIEBHERR R916 LS	1,5 м³
38	Экскаватор гусеничный CASE CX290LC	1,5 м³

№ п/п	Наименование механизмов и оборудования, марка	Примечание
39	Экскаватор SOLAR DX225LCA гусеничного типа, гидравлический	1,2 м³
40	Экскаватор гусеничный JS 240 LC	1,4 м³
41	Экскаватор гусеничный DX300LCA № AMD 528 A.	1,6 м³
42	Трактор SHANTVI SD 23 бульдозер гусеничный	24,6 тн, 3,8 м
43	Бульдозер гусеничный SD 32 ARD287A	37.2 тн, 4,2 м
44	Бульдозер SD 23, РК	24 тн, 3,8 м
45	Бульдозер SHANTUI SD 23	24 тн, 3,8 м
46	Бульдозер SHANTUI SD 32	37.2 тн, 4,2 м
47	Трактор бульдозер гусеничный LIEBHERR PR754	35-36,5 тн, 4,5 м
48	Трактор бульдозер гусеничный SD32	37,2 тн, 4,2 м
49	Бульдозер Shantui SD 23	24,6 тн, 3,8 м
50	Бульдозер Б 10М 0111-ЕН	19-21 тн, 3,2 м
51	Вибра-каток дорожный XCMG XS162 J	16 тн.,
52	Вибра-каток дорожный XCMG162J	16 тн.,
53	Погрузчик-фронтальный ZL50GN	3 м³
54	Погрузчик фронтальный № ZL506N	3 м³
55	Погрузчик фронтальный LIEBHERR L556	3 м³
56	Погрузчик-фронтальный ZL50GN	3 м³
57	Погрузчик фронтальнный колёсный ZL50G	3 м³
58	Установка буровая SWDE 120	Ø 110
59	Установка буровая KJ311	Ø 45
60	Автотопливозаправщик	7,342 л
61	Камаз 55102 (Платформа)	8 тн
62	КРАЗ 3257 (Платформа)	12 тн
63	Камаз 65115-015 (Самосвал)	9 м³, 15 тн
64	Камаз 65115-015- 26 , шасси D1286301 (Самосвал)	9 м³, 15 тн
65	КамАЗ 65115-026 (Самосвал)	9 м³, 15 тн
66	КамАЗ 65115-026 (Самосвал)	9 м³, 15 тн
67	КамАЗ 65115-026 (Самосвал)	9 м³, 15 тн
68	Камаз 43118-1048-15 (Опоровоз)	16 тн
69	Камаз 44108-91910-10 (Опоровоз)	16 тн
70	Камаз АЦ -66065 (Водовоз)	3 м³

Объемы работ и потребность в строительных материалах.

Потребность в строительных материалах на основные сооружения определена по физическим объемам работ и сведена в таблицу указанной в разделе ПОС.

12.9. инструментальный контроль строительства

1. Проверка правильности выполнения работ в плановом расположении сооружений выполняется методом геодезической съемки, с определением ширины, длины, углов поворота и радиусов закруглений на уровне, предусмотренном требованиями чертежей проекта.

2. При производстве работ:

а) при возникновении в процессе строительства изменений, по сравнению с рабочими чертежами, не влияющими на качество осуществления проектных решений – составляются исполнительные чертежи;

б) составляются ведомости постоянных реперов и акты геодезической разбивки основных контуров и осей сооружений;

в) исполнителями строительно-монтажных работ ведутся журналы работ;

г) ведутся журналы обследования и составляются акты на скрытые работы;

д) выполняются Акты лабораторных исследований грунтов, бетонов, гидроизоляционных и антикоррозийных конструкций (обмазок, металлонапылений, склеек и т.д.), установка арматурных конструкций.

3. Геодезические и разбивочные работы.

прокладка и закрепление осей магистральных сооружений (деривационного канала, дамб) с привязкой к опорной геодезической сети с закреплением на местности реперами;

сгущение опорной сети (плановой и высотной) в местах строительства сооружений (ливнепропусков, водозабора, здания ГЭС и т.д.);

разбивка и закрепление осей и контурных линий сооружений (устройство обноски и вынос на нее осей);

постоянный геодезический контроль соответствия отметок и габаритов сооружений и их частей рабочим чертежам;

разбивка отдельных элементов сооружений.

4. Построение геодезической разбивочной основы строительства необходимо выполнять с точностью:

а) дорог, и линий электропередач - величина средних квадратных погрешностей построения разбивочной сети:

угловых измерений 30 сек;

линейных измерений на 1/2000;

определение превышений на 1км хода 15мм;

б) основные сооружения:

угловых измерений 10 сек;

линейных измерений 1/5000;

определение превышения на 1км хода – 10мм.

5. Заказчик передает (до начала строительства) Подрядчику опорную сеть, перенося в натуру и закрепляя (с высотными отметками) геометрическую схему основных сооружений ГЭС.

6. Детальную разбивку элементов сооружений выполняет техническая служба подрядной строительной организации по рабочим чертежам или разбивочным схемам.

7. Знаки высотной опорной сети устанавливаются вне зоны строительных работ, складирования и транспортировки материалов и конструкций, магистральные и основные разбивочные линии закрепляются бетонными конструкциями со штырями, детальная (временная) разбивка закрепляется облегченными конструкциями (деревянной, металлической).

8. Положение разбивочных линий и реперов, а также правильность высотного положения разбивочных точек следует проверять не реже одного раза в месяц. Репера и другие знаки плановой и высотной разбивок сохраняются до конца строительства и передаются заказчику. Вся документация по плановым и высотным отметкам и разбивкам, проверкам опорных знаков и разбивки сооружений (Акты, чертежи, журналы геодезических работ и другие подсчеты) предъявляются при сдаче объекта в эксплуатацию.

Готовностью к вводу в эксплуатацию объекта в целом или его частей считается возможность осуществлять предусмотренные проектом функции данного объекта или сооружений с соблюдением всех правил и мероприятий по технике безопасности, промсанитарии, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

12.10. Производство работ

Разработка котлованов под сооружения (ложе водохранилище, плотина, напорный бассейн, напорный водовод, деривационный канал, здание станции, отводящий канал и пр.) производится экскаватором SD-22AA, оборудованным прямой и обратной лопатой.

Планировка грунта при строительстве, устройство кавальеров и снятие растительного грунта производится бульдозером ДЗ-170.

Скальные грунты разрабатываются с предварительным рыхлением. Открытые скальные работы выполняются с помощью буровых установок SWDE120 и KY 140 на дизельном ходу. При этом, для первой машины не требуется отдельного воздушного компрессора, т.к. имеется встроенный, для второй машины требуется отдельный компрессор - LGCY18/17, с производительностью 18м3/мин. Уплотнение грунта в качественных насыпях производится виброкатком ДУ-52, пневмотрамбовками И-157 и трамбующими машинами ДУ-12В на базе трактора, послойно: для суглинка не более 25см, для галечника и камня не более 60см.

Буровзрывные работы выполняются буровой установкой KJ 311, с дизельным двигателем и гидравлическим рабочим органом, со встроенным воздушным компрессором.

Подземные выработки выполняются в деривационном тракте ГЭС. Общий объем выломки тоннеля составляет 3,48 тыс.м3. Проходка выполняется с двух забоев – с входного и выходного порталов. Буровзрывные работы с забоев – на входном и выходном порталах выполняются буровой установкой KJ 311, с дизельным двигателем и гидравлическим рабочим органом, со встроенным воздушным компрессором. Уборка взорванной породы осуществляется туннельным экскаватором ZWY-120/55L, с электрическим приводом. Вентиляция при проходке осуществляется шахтными вентиляторами SDDY 6.7.

Проходка подземных работ выполняется с податливой временной крепью-набрызгбетоном в сочетании с арочной крепью. Торкретирование выполняется торкрет-машинами PZ-5D.

Производство бетонных, монтаж сборных железобетонных элементов, монтаж оборудования и турбинных водоводов производится с помощью гусеничного крана Э-2503 и автокрана К-162 с бадьями, ёмкостью 0.8 м3. Для бетонирования сооружений и их частей, не охватываемых кранами, может использоваться бетононасос. Доставка бетонной смеси производится бетоновозами с бетонного завода.

Доставка пиломатериалов, арматуры, металлоконструкций, механического и силового оборудования производится на бортовых автомашинах различной грузоподъёмности.

Бетонные и железобетонные работы производить в соответствии с требованиями СН РК 5.03-07-2013 и ВСН 31-83 «Правила производства бетонных работ при возведении гидротехнических сооружений».

Подготовка естественного грунтового основания к бетонированию должна осуществляться в осушенном котловане с соблюдением всех требований проекта производства работ.

Для обеспечения прочного и плотного сцепления ранее уложенного бетона со свежеуложенным, горизонтальные поверхности блоков подготавливаются: удаляется поверхностная цементная пленка; наплывы и раковины вырубаются до здорового бетона; удаляются пятна мазута, нефти, битума, масла; поверхность бетона очищается от сора и пыли, после чего промывается струей воды под напором и продувается сжатым воздухом.

Укладка бетонной смеси в блок допускается после выполнения всех необходимых требований по подготовке блока к бетонированию и приёмки его комиссией.

При относительно небольших плановых размерах блоков принимается схема бетонирования последовательными горизонтальными слоями, укладываемыми по всей площади блока. Разравнивание и уплотнение бетонной смеси выполняется ручными вибраторами. Толщина слоя при ручном вибрировании не должна превышать 0.5 м. При перекрытии слоёв вибратор должен заглубляться в ранее уложенный бетон не менее, чем на 5÷10 см. Разравнивание бетонной смеси ручным вибратором не должно приводить к её расслоению.

Влажностный уход за свежеуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии. Уход за свежеуложенным бетоном следует начинать сразу же по достижению бетоном прочности 0.5 МПа и продолжать не менее 15 суток либо до перекрытия блока следующим блоком. В осеннее и весеннее время влажностный уход за бетоном следует заменять укрытием паро- или гидроизоляционными материалами.

В зимний период производства бетонных работ применяются добавки и прогрев бетона, согласно СН РК 5.03-07-2013.

Производство зимних бетонных работ должно вестись так, чтобы при строгом соблюдении заданных проектом требований по сохранению монолитности сооружения обеспечивать получение в заданные сроки бетона с предусмотренной проектом прочностью, водонепроницаемостью и морозостойкостью.

Укладку бетонной смеси в зимнее время следует производить либо в открытых блоках – методом «термоса», либо под защитой шатров или в тепляках.

При температуре ниже минус 10°С укладка бетонной смеси в блоки осуществляется под защитой шатров или тепляков с поддержанием под ними температуры воздуха не ниже 5°С.

В дополнение к применяемым в летнее время мероприятиям, по подготовке блоков к бетонированию, необходимо удалять наледь с поверхности основания и ранее уложенного бетона, а также с опалубки, арматуры и закладных частей и отогревать до положительных температур основание, боковые поверхности, арматуру и закладные части.

В зимнее время следует готовить бетонную смесь заданных марок тех же составов, что и в летнее время с применением поверхностно-активных добавок. Температура бетонной смеси при выпуске ее с бетонного завода устанавливается с учетом потерь тепла ею при транспортировке и укладке в зависимости от условий строительства. Бетонная смесь при подаче её в блоки, бетонируемые под защитой шатров или тепляков, должна иметь при укладке температуру не ниже 5°С. При транспортировке бетонной смеси должны быть приняты меры по предохранению её от переохлаждения.

После окончания бетонирования блока, под защитой шатра в нём должна поддерживаться положительная температура порядка 5°С до удаления поверхностной цементной пленки, после чего шатёр можно не отапливать, а поверхность бетона должна быть утеплена.

При производстве бетонных работ в зимнее время должны особо тщательно соблюдаться «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ» РД.34.03.307-87 и требования СН РК 2.02-01-2019.

Опалубочные работы

Изготовление опалубки осуществляется плотницких мастерских непосредственно на участковом хозяйстве. Применяется деревометаллическая опалубка, деревянная щитовая и инвентарная металлическая.

Установка опалубки производится бетоноукладочными кранами.

Арматурные работы

Изготовление арматурных конструкций производится на арматурных участках строительных площадок № 1, 2, 3, 4 в соответствие с востребованностью на близлежащих строительных участках возведения сооружений. Доставка армоконструкций к месту установки производится автотранспортом. Установка армоконструкций производится бетоноукладочными кранами. Соединение арматуры осуществляется посредством сварки.

Монтажные работы

При монтаже механического оборудования следует выполнять требования СН РК 3.04-10-2018, СП РК 3.05-103-2014, СП РК 5.03-107-2013.

В комплекс работ по монтажу закладных частей механического оборудования входят: установка, выверка и раскрепление пазовых конструкций, порогов, плоских затворов и решёток.

Закладные части затворов на водоспуске монтируются автомобильными кранами г.п. 15, 25, 30 тонн. Пазовые конструкции устанавливаются, раскрепляются к выпускам арматуры, и после выверки осуществляется бетонирование без штраб.

12.11. Охрана труда и техника безопасности при производстве работ

При строительстве объектов следует руководствоваться требованиями СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

Разработка мероприятий по охране труда, производственной санитарии и технике безопасности в более подробном исполнении согласно существующему положению выполняется при разработке ППР. К выполнению строительно-монтажных работ разрешается приступить только при наличии ППР, согласованных с субподрядными организациями и Заказчиком.

Генподрядчик совместно с Заказчиком до начала производства работ должен разработать и утвердить мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии.

Опасные зоны работ должны быть ограждены, освещены и обустроены предупредительными знаками или надписями. При выполнении земляных, монтажных и погрузочно-разгрузочных работах должно быть уделено особое внимание следующим требованиям по технике безопасности:

- места прохода людей через траншеи должны быть оборудованы переходными мостиками, освещенными в ночное время;
- грунт, извлекаемый из котлованов и траншей, следует размещать на расстоянии не менее 0.5м от бровки траншеи;
- запрещается нахождение посторонних лиц в зоне работы землеройных и грузоподъемных машин;
- способы строповки элементов конструкций и оборудования должны обеспечивать их подъем к месту установки в положении, близком к проектному, строповку конструкций следует производить грузозахватными приспособлениями, обеспечивающими надежность и безопасность строповки;
- установка грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение груза при транспортировании и разгрузке;

- элементы монтируемых конструкций во время перемещения краном должны удерживаться от раскачивания гибкими оттяжками;
- расстроповку элементов конструкций следует производить после постоянного или временного надежного их закрепления;
- для выполнения монтажных и других строительных работ с использованием грузоподъемного крана необходимо установить порядок обмена условными сигналами между лицом, руководящим монтажом и машинистом крана.

Земляные работы

При разработке грунта экскаватором следует тщательно готовить забой. Не допускается работа экскаватора на уклонах. Во время работы экскаватора никто из посторонних лиц не должен находиться в радиусе действия экскаватора плюс 5 м. Запрещается ведение работ и складирование в зоне обрушения грунта. Землевозные дороги должны содержаться в исправном состоянии и иметь допустимые уклоны на въездах и выездах выемок. В тёмное время суток забой и подъезды к нему следует освещать. Землевозные дороги располагают от подошвы забоя на расстоянии, не менее 1.5÷2 м.

Погрузку грунта на автомобиль, не имеющий над кабиной предохранительного бронированного щита, можно производить лишь после выхода водителя из машины и удаление его на безопасное расстояние. Запрещается проносить ковш над кабиной водителя – погрузку следует производить со стороны заднего или бокового бортов. При разгрузке грунта под откос, транспорт устанавливают не ближе 1 м от бровки. Образующиеся в забое козырьки грунта регулярно обрушают, запрещается разработка грунта подкопом. При разработке грунта ниже уровня стоянки, экскаватор устанавливают так, чтобы исключить обрушение откоса. Глубокие выемки на территории, опасные для людей, ограждают, а ночью границу их освещают. При кратковременной остановке экскаватора и по окончании работ, его стрелу располагают вдоль оси, ковш опускают на землю и отключают все двигатели. При передвижении экскаватора его стрела должна быть установлена по оси движения, ковш приподнят не выше 1 м над землей и подтянут к стреле.

При работе землеройно-транспортных механизмов продольное движение их по насыпи разрешается не ближе чем 1 м от бровки откоса. Во время сброса грунта под откос не разрешается выдвигать отвал бульдозера за бровку и оставлять машину в пределах призмы обрушения.

В ночное время следует оборудовать машины габаритными световыми сигналами, освещать площадку, а на бровках насыпи и котлованов устанавливать предупредительные знаки.

Техника безопасности при производстве бетонных, железобетонных и монтажных работ

Бетонные и монтажные работы выполняются в зоне работ грузоподъёмных механизмов, на большой высоте, с использованием сварочного оборудования, электрических инструментов и нагревательных установок для обогрева. В связи с этим, при производстве бетонных, железобетонных и монтажных работ следует руководствоваться требованиями СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», указаниями проектов производства работ, «Правилами производства бетонных работ при возведении гидротехнических сооружений» ВСН 31-83.

Электробезопасность на строительной площадке и рабочих местах должна обеспечиваться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.013-78.

Для производства опалубочных работ на высоте более 5.5 м необходимо устраивать леса с рабочими настилами, при установке подвесной опалубки должны

предусматриваться все меры безопасности работ на высоте. Распалубку можно производить только при отсутствии людей на подмостях и в той последовательности, которая предусмотрена в проекте производства работ.

При производстве арматурных работ кроме общих требований необходимо соблюдать правила и требования безопасности, изложенные в инструкции к каждому станку. При газовой резке и электрической сварке необходимо руководствоваться специальными инструкциями для работы с электрооборудованием и на высоте.

Перед монтажом арматурных конструкций проверяют их жёсткость. Установку арматурных конструкций следует вести с прочно закрепленных подмостей, а их строповку – в указанных в проекте местах. Складывать арматуру на опалубку и подмостки запрещается.

Перед началом подачи бетонной смеси в блоки бетонирования, должны быть проведены все мероприятия, обеспечивающие безопасность работы подъемно-транспортных механизмов и средств горизонтального транспорта. Запрещается переносить груз над рабочими местами, если там находятся люди, оставлять груз подвешенным на крюке на время перерыва или по окончании работ. В нерабочее время все пусковые приспособления должны быть выключены и заперты. Электрическое оборудование кранов должно быть заземлено.

При приёмке блока перед укладкой бетонной смеси должны быть проверены надежность опалубки и правильность крепления её элементов. Должно быть проверено наличие безопасности лестниц, подмостей, переходов из блока в блок, ограждений; чёткое выделение специальными сигналами зон работы грузоподъёмных механизмов; наличие удобных и надёжных путей эвакуации рабочих из блока, в случае возникновения пожара.

Все объекты строительства обеспечиваются первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормами первичных средств пожаротушения для строящихся и реконструируемых зданий, сооружений и подсобных помещений.

Для размещения первичных средств пожаротушения в территории строительного участка должны устанавливаться специальные пожарные щиты.

Места размещения (нахождения) средств пожарной безопасности и специально оборудованные места для курения обозначаются соответствующими знаками.

При производстве работ необходимо руководствоваться «Правилами пожарной безопасности» ППБ РК 08-97 и СП РК 2.02-101-2014 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

К работам по строповке и приёму грузов допускаются рабочие, имеющие удостоверение, разрешающее выполнять строповочные работы.

В процессе выполнения бетонных и монтажных работ, все рабочие места, дороги, проезды, проходы и склады в тёмное время суток должны быть освещены. По периметру строящегося сооружения рабочая зона, опасная для нахождения людей, ограждается забором или предупредительными знаками, хорошо видными в любое время суток.

При выполнении верхолазных работ монтажники должны быть в предохранительных поясах. Все люди, находящиеся на строительной площадке, должны быть в защитных касках.

Грузоподъёмное оборудование должно иметь паспорт и инвентарный номер, а также заключение о техническом освидетельствовании. До начала работ проверяют правильность установки (расстановки) и устойчивость грузоподъёмных средств, наличие и исправность ограждений всех движущихся частей, действие сигнализации, ограничителей, систем управления и блокировки и других приборов безопасности,

правильность устройства заземления, наличие предупреждающих надписей, плакатов и инструкций по технике безопасности.

12.12. Охрана труда и техника безопасности при электроснабжении

Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность в строительстве и эксплуатации проектируемого объекта обеспечивается принятием всех решений в строгом соответствии с "Правилами устройства электроустановок Республики Казахстан". Соблюдением требований СН РК 1.03-05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве", государственных стандартов, инструкций, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждения производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Для обеспечения требований охраны труда, техники безопасности и пожаробезопасности, проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- использование технически совершенного оборудования;
- размещение опор и высоковольтного оборудования в соответствии с СНиП РК 3.01-01-2008 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов";
- устройство заземляющих элементов электроустановок с нормируемой величиной сопротивления согласно ПУЭ РК и конструкций, соответствующих требованиям СН РК 4.04-07-2013 "Электротехнические устройства";
- использование для выполнения строительно-монтажных работ машин и механизмов, в конструкциях которых заложены принципы охраны труда.

Пожарная безопасность обеспечивается применением несгораемых конструкций, автоматическим отключением токов короткого замыкания, заземлением опор, соблюдением безопасных по схлестыванию расстояний между проводами разных фаз, обеспечением нормируемых расстояний между проводами и поверхностью земли, обеспечением нормируемых расстояний до инженерных сооружений как наземных, так и подземных.

Для обеспечения требований охраны труда и техники безопасности необходимо, также чтобы строительно-монтажные, наладочные работы и эксплуатация электроустановок производилась в соответствии с:

- СН РК 1.03-05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве";
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок;
- Правилами техники безопасности при производстве электромонтажных работ;
- Правилами пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ.

Перевозка грузов должна вестись в соответствии с инструкцией по перевозке крупногабаритных и тяжеловесных грузов.

12.13. Охрана окружающей среды

В строительный период в границах земельного участка, отведенного под строительство сооружений ГЭС будут производиться работы, которые приведут к нарушению природной среды, поэтому на стадии проектирования приняты меры по снижению влияния производства работ на окружающую среду. Охрана окружающей среды подробно рассмотрена в разделе ОВОС. Здесь же дается краткая выборка.

При производстве земляных работ необходимо предварительно произвести снятие плодородного растительного слоя со всей площади предполагаемых работ. Растительный грунт складируется в кавальеры с учетом дальнейшего его использования при рекультивации карьеров, кавальеров, строительных площадок.

Временные автомобильные дороги и подъездные пути устраиваются с учетом расположения существующей растительности и с учетом совмещения с эксплуатационными дорогами в целях сохранения почвенного слоя.

Строительство производственной базы и вахтового поселка предусмотрено из сборных инвентарных конструкций и вагончиков. В вахтовом поселке строителей предусматриваются места для централизованного сбора мусора и отходов.

Под места стоянки автотранспорта отведены специальные площадки, на которых предварительно произведен съем растительного слоя и устраивается щебеночное покрытие.

Применение многоразовой опалубки приводит к значительному сокращению строительных отходов.

12.14. Перечень нормативной документации

1. СН РК 1.03-00-2011 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.09.2020 г.)
2. СН РК 4.04-07-2019 «Электротехнические устройства».
3. СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».
4. СН РК 2.02-01-2019 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
5. СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть II» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2018 г.)
6. СН РК 1.03-01-2016 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть I»
7. СН РК 5.03-07-2013 «Несущие и ограждающие конструкции».
8. СП РК 5.03-107-2013 «Несущие и ограждающие конструкции».
9. СН РК 3.04-01-2018 «Гидротехнические сооружения».
10. СП РК 3.04-101-2013 «Гидротехнические сооружения».
11. СН РК 3.04-02-2019 «Проектирование бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений».
12. СН 5.01-01-2013 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты».
10. СН РК 4.01-22-2004 «Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика».
11. СНиП РК 5.04-18-2002 «Металлические конструкции. Правила производства и приемки работ».
12. ВСН 31-83 Минэнерго СССР. «Правила производства бетонных работ при возведении гидротехнических сооружений».
13. Единые правила безопасности при взрывных работах (ПБ 13-407-01) утвержденные Госгортехнадзором РК 23 апреля 1992 года.
14. Требования промышленной безопасности при взрывных работах, утвержденные приказом МЧС РК от 19 сентября 2007 года № 141.
15. Правила устройства электроустановок.
16. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

13. Инженерные сети, системы и оборудование

В разделе «инженерные сети, системы и оборудование» разработаны принципиальные решения инженерных сетей, систем и оборудования по хозяйственно-противопожарному и хоз-питьевому водоснабжению, канализации замасленных стоков и хозяйственно-бытовой канализации, теплоснабжению, отоплению, холодоснабжению, вентиляции и кондиционированию воздуха, а также устройств автоматического пожаротушения.

13.1. Водоснабжение и канализация

При разработке проекта использованы действующие нормативные и ведомственные (отраслевые) документы, стандарты, своды правил, содержащих установленные требования. Настоящая рабочая документация выполнена в соответствии с требованиями пожарной безопасности РК:

- СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений» (с изменениями от 25.12.2017 г.);
- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» (с изменениями по состоянию на 13.06.2017 г.);
- СН РК 4.01-03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.11.2019 г.);
- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2015 г.);
- СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре» (с изменениями по состоянию на 05.10.2012 г.);
- Правила пожарной безопасности, утвержденные Постановлением Правительства Республики Казахстан от 9 октября 2014 года № 1077 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.12.2019 г.);
- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439 (с изменениями по состоянию на 15.06.2020 г.) ;
- Р36 ISBN 5-93196-423-1 «Рекомендации по проектированию технологической части ГЭС и ГАЭС», 2004 г.;
- ГОСТ 5616-89* (СТ СЭВ 3148-81) «Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные». Общие технические условия.

13.1.1. Хозяйственно-противопожарное водоснабжение

Система пожаротушения здания станции запроектирована с учетом нормативных документов, действующих в пожарной безопасности республики Казахстан, а также строительных особенностей защищаемых зданий, помещений и сооружений.

Проектом предусматривается единая сеть хозяйственно-противопожарного водоснабжения.

Проектируемая сеть водопровода обеспечивает подачу технической воды для наружного и внутреннего пожаротушения, в санузлы, к внутреннему поливочному крану для мокрой уборки полов, а также к наружным поливочным кранам для полива зелёных насаждений и твердых покрытий.

Противопожарное водоснабжение

Основными объектами пожаротушения гидроузла являются: пристанционная площадка, здание станциии и силовые трансформаторы на ОРУ.

В соответствии с принятым гидротехническим и электрическим оборудованием на ГЭС пожаротушение всех объектов гидроузла принято водой. Для противопожарных нужд гидроузла запроектирована противопожарная сеть высокого давления. Противопожарное водоснабжение обеспечивает наружное и внутреннее пожаротушение зданий, сооружений и трансформаторов на подстанции.

В соответствии с действующими нормами и документами: СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» (с изменениями по состоянию на 13.06.2017 г.), СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений» (с изменениями от 25.12.2017 г.), СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре» (с изменениями по состоянию на 05.10.2012 г.), на гидроузле предусматривается наружное пожаротушение здания станции и трансформаторов-из пожарных гидрантов, внутреннее пожаротушение здания ГЭС - из пожарных кранов.

Согласно СНиП РК 4.01-02-2009 (сейсмичность района 9 баллов) должно быть два источника водоснабжения.

За 1 источник противопожарного водоснабжения принят нижний бьеф ГЭС с водозабором насосной станцией, расположенной в здании ГЭС (согласно п.10.1 СНиП РК 4.01-02-2009, насосная пожаротушения относится к I категории).

За 2 источник принимается верхний бьеф с водозабором воды из турбинного водовода. Далее по трубопроводу Ǿ125х4 вода подается в противопожарную сеть здания станции (внутреннее пожаротушение) и в противопожарную сеть Ǿ125х4 гидроузла (наружное пожаротушение).

Расчетные напоры и расходы

Класс ответственности и степень огнестойкости здания ГЭС принята II по таблице 17.1 п.2 СНиП РК 2.02-05-2009.

По степени пожарной опасности здание ГЭС относится к производству категории Д (п.17.2.3 СНиП РК 4.01-02-2009).

Согласно п.5.2.6. СНиП РК 4.01-02-2009 и таблицы 1 приложения 8 Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» расчетный расход воды на наружное пожаротушение здания ГЭС принимается 10 л/с. Согласно п.5.2.12 СНиП РК 4.01-02-2009 при занимаемой площади производственного объекта менее 150га учитывается 1 пожар. Сейсмичность района строительства 9 баллов, при этом согласно п.18.4 СНиП РК 4.01-02-2009 расчетное число одновременных пожаров не принимается на один больше, в связи с расходом воды на наружнее пожаротушение не более 15л/с, в нашем случае 10л/с.

При этом, согласно п.5.2.7. СНиП РК 4.01-02-2009, а так же п.83 Технического регламента расчетный расход на наружное пожаротушение высотой от пола до низа горизонтальных несущих конструкций на опоре не более 18 м (в нашем случае 11,6 м) необходимо принимать на 10 л/с более определяемых по п.5.2.6.

Таким образом, общий расход воды на наружное пожаротушение составляет: (10+10) =20 л/с.

Для наружного пожаротушения в колодце установлен пожарный гидрант. Установка пожарного гидранта на кольцевой сети водопровода выполнена в соответствии с п. 11.5,

СНиП РК 4.01-02-2009. Около колодца с пожарным гидрантом установлен указатель по ГОСТ 12.4.009-83.

В соответствии со СП РК 4.01-101-2012 табл.2 здание ГЭС высотой 11,6 м и объемом 13.0 тыс.м^3, относящееся ко II степени огнестойкости и категории Д по степени пожарной опасности необходимо тушить двумя струями. По таблице 3 СП РК 4.01-101-2012 внутреннее пожаротушение здания станции предусматривается от пожарных кранов по сети Ǿ65 мм с диаметром спрыска наконечника пожарного ствола Ǿ16 мм с расчетным расходом 8,4 л/с (2 струи по 4,2 л/с). Пожарные краны размещаются на высоте 1,35м от пола, в опломбированных шкафчиках с отверстиями для проветривания, приспособленных для визуального осмотра без вскрытия. Шкафчики, помимо пожарного рукава и ствола со спрыском, должны быть укомплектованы двумя ручными огнетушителями ОПУ-8.

.

Расчетный расход воды по зданию станции складывается из расходов на наружное и внутреннее пожаротушение. Расчетный расход воды на внутреннее пожаротушение составляет:

$$Q_{пк} = 2 \text{ x } 4,2 \text{ л/с} = 8,4 \text{ л/с}$$

Общий расчетный расход воды на пожаротушение здания станции:

$$Q=q_{пк}+q_{пг}$$

где,

$q_{пк}$ – расход из внутренних пожарных кранов – 8,4 л/сек

$q_{пг}$ – расход из пожарных гидрантов на наружное пожаротушение – 20 л/сек.

Общий расчетный расход воды на пожаротушение гидроузла:

$$Q=8,4+10x2=28.4 \text{ л/с}$$

Необходимый напор для наружного пожаротушения здания станции из пожарных гидрантов определяется по формуле:

$$H_{расч}=30+H_{зд}+H_{тр}$$

30 - необходимый свободный напор у спрыска для создания требуемой компактной струи в 10 м и потери напора в пожарном гидранте и сети.

$H_{зд}$ - высота здания до конька кровли -10,6 м.

$H_{тр}$ – потери напора в подающем трубопроводе – 5,0 м

$$H_{расч}=30+10.6+3,0=43,6 \text{ м}$$

Таким образом, необходимая пьезометрическая отметка у пожарных гидрантов на сети пристанционной площадки составит:

$$1300,50 + 43,6 = 1344,1 \text{ м}$$

Принципиальная схема противопожарного водоснабжения

В проекте принята следующая схема водоснабжения.

За источник водоснабжения принимается нижний бьеф. В бычках предусматривается водоприемник, оборудованный решеткой и устройствам съемных щитов (заглушек) для ремонта первых стальных задвижек.

Источником воды в сопрягающем участке является вода, сбрасываемая из отсасывающих труб гидроагрегатов. При полной остановке всех агрегатов ГЭС, источником водоснабжения для сопрягающего участка будет являться предусмотренный для таких случаев трубопровод с забором воды с участка спрямления русла реки. При снижении уровня воды в сопрягающем участке ниже отметки 1298,0м, вода с реки будет автоматически поступать в сопрягающий участок. Для обеспечения требуемого расхода

воды на пожаротушение в размере 28,4л/с, диаметр трубопровода с нижнего бьефа в сопрягающий участок принят равным Ø159х6 мм.

Вода забирается из нижнего бьефа ГЭС насосами, расположенными в насосной пожаротушения на отм. 1295,59 после очистки на вертикальных фильтрах Ø300 по двум водоводам подается в кольцевую сеть здания станции, а также в кольцевую сеть пристан-ционной площадки.

Насосная станция размещена в отдельном помещении здания ГЭС в подвальном этаже и имеет отдельный выход на лестничную клетку, имеющую выход наружу. Температура воздуха в помещении насосной станции должна быть выше 5°. У входа в помещение насосной станции должно быть световое табло “Насосная станция”.

В насосной установлены 2 насоса, консольного типа (1-рабочий, 1-резервный). Производительность насосов Q=105м3/ч, напор Н=50м. мощность электро-двигателя 22,5 кВт. Насосы расположены под заливом нижнего бьефа.

Работа насосов автоматизирована и осуществляется от кнопок дистанционного пуска, расположенных в шкафчиках пожарных кранов (ПК) в здании ГЭС и от кнопок у пожарных гидрантов (ПГ) на наружной кольцевой сети или вручную, расположенных в помещении насосной. При невключении рабочего насоса, включается резервный насос. Электроуправление насосами обеспечивает:

- автоматический пуск рабочего насоса
- автоматический пуск резервного насоса в случае отказа пуска рабочего насоса на режим пожаротушения в течение установленного времени срабатывания

Остановка насосов производится вручную. Насосная станция проектируется с управлением без постоянного обслуживающего персонала.

В здании станции к кольцевой сети, прокладываемой по стенам и конструкциям турбинного помещения, подключаются пожарные краны для внутреннего пожаротушения, а также кольцевая сеть пристанционной площадки.

Из насосной станции вода противопожарными насосами подается в кольцевую противопожарную сеть здания станции (внутреннее пожаротушение), в противопожарную сеть пристанционной площадки (наружное пожаротушение)

На тупиковой сети пристанционной площадки в колодцах устанавливаются пожарные гидранты для наружного пожаротушения здания станции и силовых трансформаторов на ОРУ. Внутренние сети пожаротушения выполняются из стальных электросварных труб Ø65-125мм, водоводы и кольцевые сети – из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Принципиальная схема противопожарного водоснабжения принята по проекту аналогу проекта «Строительство Чижинской ГЭС-2 на реке Чиже» Заключение №01-0364/18 от 19.09.2018г.

13.1.2. Хозяйственно-питьевой водопровод

Основными потребителями питьевой воды на гидроузле являются обслуживающий персонал объектов пристанционной площадки: здания станции и проходной.

Нормы водопотребления для бытовых нужд обслуживающего персонала приняты в соответствии с СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

На территории ГЭС-3 отсутствует система хоз-питьевого водоснабжения. Вода привозная.

Питьевой водопровод осуществляется от «Кулеров» бутилированной водой

Расчетный расход воды на гидроузле составляет:

Q_{max} = 4 л х 5 человек =20 литров в смену

Хозяйственный водопровод

Для смыва унитаза и мытья рук из умывальник в санузле на стене предусматривается стальной резервуар горизонтальный цилиндрический для хозяйственных нужд W=0.5м3, откуда вода самотеком под давлением бака разводится по санузлу. Вода подается в бак от спец машины.

Расчетный расход воды в здании станции представлен в таблице ниже.

Определение расходов холодной, горячей воды и стоков промышленного предприятия

Потребитель	Измеритель	Норма расхода воды,л в час наибольшего водопотр.			Расход воды прибором		Количество работающих в максим.смену блюд,сеток	Количество секунд в часе	Определение вероятности действия прибора			Общее значение секундного расхода (л/с)			Секундный расход воды		
		общая $q_{hr,u}^{tot}$	горячей $q_{hr,u}^{h}$	холодной $q_{hr,u}^{c}$	общий q_0^{tot}	хол./гор. $q_0^{c};q_0^{h}$			NP^{tot}	NP^{h}	NP^{c}	q_0^{tot}	q_0^{h}	q_0^{c}	общий q^{tot}	гор. q^{h}	хол. q^{c}
Производственные цеха	1чел/см	9,4	4,4	5	0,14	0,1	4	3600	0,075	0,049	0,056	0,140	0,100	0,100	0,22	0,48	0,51
Административное здание	1работающий	4,0	2	2	0,14	0,1	1	3600	0,008	0,006	0,006						
Общий расход Σq (л/с)								ΣNP	0,08	0,05	0,06				0,22	0,48	0,51
Потребитель		данные взяты из таблицы №2 [СНиП 2.04.01-85]						> α	0,318	0,960	1,020				Часовой расход воды		
					общий q_{hr}^{tot}	хол./гор. $q_{hr}^{c};q_{hr}^{h}$			NP_{hr}^{tot}	NP_{hr}^{h}	NP_{hr}^{c}	q_0^{tot}	q_0^{h}	q_0^{c}	общий q^{tot}	гор. q^{h}	хол. q^{c}
Производственные цеха	1чел/см	9,4	4,4	5	60	40	4	3600	0,627	0,440	0,500	61,478	41,408	41,250	0,24	0,77	0,83
Административное здание	1работающий	4,0	2	2	80	60	1	3600	0,050	0,033	0,033						
Общий расход Σq (м3/ч)								ΣNP	0,677	0,473	0,533				0,24	0,77	0,83
								α	0,790	3,740	4,000						

13.1.3. Производственная канализация

Производственная канализация предназначена для сбора воды с пола машзала и монтажной площадки, протечек из уплотнений вала турбины.

Выбросы воды на крышку турбины, при аварийной ситуации, замасленные стоки самотеком поступают в колодец замасленных стоков гидрогенераторов, который расположен в здании станции на отм. 1292.89 м.

Протечки от гидроагрегата отводятся в отстойник – маслоуловитель (на отм. 1292,89 м), работающий в проточном режиме. В нормальных условиях эксплуатации маслосистем гидромашин, когда протечек масла не наблюдается, поступление воды после отстойника сбрасывается в нижний бьеф ГЭС.

Стоки самотеком поступают в колодец замасленных стоков с последующей откачкой из него насосом с характеристиками Q=25м3/ч; H=30м; N=3.8кВт отстоенных вод в отводящий канал. Отстоенное масло по трубе отводится в маслянный колодец, откуда насосом ЦМК 10-20 (Q=10м3/ч; H=20м; N=1.1кВт) откачивается в передвижную емкость и отвозится на утилизацию или регенерацию.

Прокладка водопроводной и канализационной сетей принята подземная. Минимальная глубина заложения водопровода – 1.8м, канализации – 1.4м, считая до низа трубы.

13.1.4. Хозяйственно-бытовая канализация

На территории ГЭС хоз-бытовая канализация в здании станции не предусмотрена.

Хоз-бытовые стоки отводятся от санитарных приборов туалетных помещений самотечным трубопроводом Ø160мм в специальную накопительную (выгребную) ёмкость, расположенную на пристанционной площадке. Для прочистки сети предусматривается установка ревизий и прочисток.

Наружные сети хоз-бытовой канализации прокладываются из полиэтиленовых канализационных труб по ГОСТ 22689-86 Ду160 мм.Трубы укладываются на песчаное основание толщиной 10 см.

Накопительная ёмкость представляет собой герметичную конструкцию с герметичной крышкой не позволяющей нечистотам попасть в грунтовые воды.

В соответствии с требованиями Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (изменения на 16 марта 2015) утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 22 апреля 2015 года № 10774. на территории зоны санитарной охраны (ЗСО), на которой располагаются выгребные уборные, устраивать бетонный выгреб запрещено (только металлический - герметичный) в нашем случае бетонный выгреб со специальной гидроизоляционной штукатуркой.

После заполнения сточными водами выгребной ёмкости стоки вывозятся спецавтотранспортом на существующие канализационные сооружения. Выгребную ёмкость (по мере ее наполнения) следует очищать не реже одного раза в полгода.

Для предотвращения затопления туалета, в случае несвоевременного вывоза стоков накопительная емкость оборудуется датчикам максимального уровня стоков с передачей сигнала на диспетчерский пункт.

Нормы водоотведения соответствуют нормам водопотребления.

13.1.5. Аварийный сброс масла и воды при пожаротушении

При ручном пожаротушении из пожарных гидрантов силовых трансформаторов на ОРУ, установленных на пристанционной площадке, предусматривается организованный отвод замасленных стоков на сооружения по отстою замасленных вод.

При пожаротушении из пожарных гидрантов силовых трансформаторов на ОРУ, замасленная смесь отводится самотеком в отстойник – маслоотделитель трубопроводом Ø273мм. Объем отстойника - маслоотделителя рассчитан на одновременный прием аварийного слива масла из трансформатора, расхода воды пожаротушения трансформатора, дождевых и талых вод.

После пожаротушении трансформаторов водомасляная эмульсия поступающая в отстойник, должна отстоятся в течении двух часов.

После 2-х часового отстаивания и разделения сред в маслосборнике, масло перекачивается переносным насосам ГНОМ 16-15Т в передвижную емкость и отвозится на утилизацию или регенерацию.

Система отвода замасленных стоков выполняется из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91. Защита строительных конструкций от коррозии выполняется в соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

13.2. Отопление и вентиляция

13.2.1. Исходные данные

Проект систем отопления и вентиляции выполнен в соответствии со следующими с действующими нормативными документами:

- СН РК 4.02-01-2011 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» (с изменениями от 23.11.2018 г.);
- СП РК 4.02-101-2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.09.2019 г.)
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» (с изменениями от 01.04.2019 г.);
- СН РК 2.04-04-2013 «Строительная теплотехника»;
- СН РК 3.02-08-2013 «Административные и бытовые здания» (с изменениями от 15.11.2018 г.);
- СН РК 3.02-27-2019 «Производственные здания» (приложение 1 к приказу председателя Комитета по делам строительства и жилищно- коммунального хозяйства Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 20 января 2020 года № 9-НҚ);
- Стандарты и требования фирм-изготовителей применяемого оборудования и материалов.

Объекты теплоснабжения основных сооружений:

- Здание станции;
- Проходная.

Для выполнения теплотехнических расчетов приняты данные климатологической характеристики района.

Периоды года	Барометр и-ческое давление, ГПа	Параметры А		Параметры Б		Отопительный период	
		t, °С	i, кДж/кг	t, °С	i, кДж/кг	$t_{ср}$, °С	Продолжитель-ность в сутках
Теплый	930	27.6	51,5	31.2	54.4	-	172
Холодный		-10	-6.7	-25.3	-24.3		

13.2.2. Основные решения по системам отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха

Для всех помещений параметры наружного воздуха, при расчетах систем отопления и вентиляции, приняты по параметрам "Б" для холодного периода года. При расчете систем вентиляции, параметры наружного воздуха приняты по параметрам "А" для теплого периода года.

Проектирование системы отопления основано на расчете теплопотерь помещений. Теплопотери здания можно определить по укрупненным данным по формуле:

$Q_o=q_oV(t_в-t_н)$ ккал/час,

где Q_o – теплопотери здания в ккал/час;

q_o – удельная тепловая характеристика здания в (ккал/час)/($м^3$ *град) (табличные данные)

V - объем здания по наружному обмеру в $м^3$;

$t_в$ – внутренняя температура здания в град, принимаемая равной температуре преобладающих в здании помещений;

$t_н$ – расчетная температура наружного воздуха в град.

Схемой теплоснабжения ГЭС предусмотрено использование электроэнергии для отопления и вентиляции.

№	Наименование потребителя	Строительный объем. м^3	Расход тепла, ккал/ч/кВт	Потребляемая мощность, кВт	Примечание
1	Здание ГЭС	18500	50740/59	66.5	Отопление блока машзала - дежурное, при необходимости - тепловыми электрическими пушками. Приточно-вытяжная вентиляция.
2	Проходная	73	6880/8		Отопление электрорадиаторами

Параметры отопительно-вентиляционных устройств определены в зависимости от назначения помещений и санитарно-производственных вредностей, выделяющихся в них.

13.2.3. Здание станции

В едином блоке здания станции расположены: подземная часть, машинный зал и пристройка. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации в здание станции проектом предусмотрены системы: теплоснабжения и вентиляции. Поддержания заданных параметров и контроль работы этих систем возлагается на общестанционное АСУ ТП здания станции.

Теплоснабжение станции предусмотрено отопительно-вентиляционной установкой, работающей от электрической энергии.

Отопительно-вентиляционные устройства выбраны в зависимости от назначения помещений и санитарно-производственных вредностей, выделяющихся в них.

Блок машинного зала отличается выделением тепла от технологического оборудования и характеризуется отсутствием обслуживающего персонала.

Тепловыделения определены с учетом режима работы станции в холодный и теплый периоды года.

В зимнее время, при работе станции, температуру в машзале следует поддерживать не менее $+12^0$; влажность не нормируется.

В электротехнических помещениях с кратковременным пребыванием людей приняты параметры воздуха по условиям нормальной эксплуатации оборудования по ПУЭ. В помещениях пристройки (пульт управления, КРУ) теплопотери в холодное время года частично компенсируются тепловыделениями от электрооборудования. Недостающее тепло восполняется электрорадиаторами.

При не работающих агрегатах (на время их ремонта) при наличии ремонтного персонала и для поддержания дежурного отопления предусматривается

воздухонагревательная электрокалориферная установка ЭКУ (тепловые промышленные электропушки) 2 шт. мощностью 15 кВт каждая.

При не работающих агрегатах и при отсутствии эксплуатационного персонала отопление в здание станции не предусматривается, за исключением электрических шкафов с микропроцессорными элементами, которые располагаются в: машзале, помещении пульта управления, помещении КРУ. Внутри этих шкафов имеется нагревательные приборы, поддерживающие заданный температурный режим.

Электрическое питание здания станции при не работающих агрегатах подается от сети или (при отсутствии питания в сети) – от дизельного генератора.

В помещениях без естественного проветривания, расположенных в подземной части станции – помещения оборудования насосной дренажа и замасленных стоков, насосная пожаротушения предусмотрена приточная вентиляция, совмещенная с воздушным отоплением обеспечиваемая приточной установкой для зимнего режима в виде вентилятора с электрокалорифером.

В электрических помещениях, с кратковременным пребыванием людей, приняты параметры воздуха по условиям нормальной эксплуатации оборудования по ПУЭ. В связи со значительными тепловыделениями отопление не предусматривается.

Вентиляция

В летнее время температура машзала в рабочей зоне должна быть не более чем на 5^0 выше наружной вентиляционной расчетной температуры, влажность не нормируется.

Вентиляция помещений блока машзала - общеобменная, приточно-вытяжная с естественным побуждением.

В холодный период года в машзале и турбинном помещениях воздухообмен обеспечивается за счет инфильтрации воздуха через проемы верхнего ряда окон машзала.

В теплый период года воздухообмен в машзале, определен на ассимиляцию теплоизбытков с учетом максимальных тепловыделений от технологического оборудования, теплопоступления от перекрытия, стены и от остекления, удаление воздуха осуществляется через верхние проемы окон в стене нижнего бьефа.

Из подземных помещений, под закрытой монтажной площадкой без естественного проветривания, приток и вытяжка осуществляется системами с механическим побуждением. Подача воздуха при 3х кратном воздухообмене для помещений насосной пожаротушения, насосной замасленных стоков, насосной осушения проточной части турбин обеспечивается установкой П1 для зимнего режима в виде канального вентилятора N3.15 производительностью до 1400м^3/час с электрокалорифером и системой воздуховодов - стальных электросварных труб прокладываемых в бетоне.

Из колодца замасленных стоков и колодца отстоеного масла категории производства "В" предусмотрена, периодически действующая, вытяжная вентиляция с 7- ми кратным воздухообменом

Воздухообмен, в электрическом помещении, определен на ассимиляцию теплоизбытков в теплое время года при температуре удаляемого воздуха не более 35^0С по условиям эксплуатации электротехнического оборудования.

По условиям эксплуатации электротехнического помещения в нем необходим 5-ти кратный аварийный воздухообмен, который осуществляется с помощью двух осевых вентиляторов установленных в стене. На приток установлен один осевой вентилятор.

Выброс воздуха наружу из помещений осуществляется посредством системы воздуховодов, прокладываемых в теле бетона стен, исходя из конструктивных особенностей здания.

В помещении дизельного генератора предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением.

Подача воздуха осуществляется непосредственно из того помещения, где установлен дизельный генератор. Отверстия для забора и выпуска воздуха оснащены защитными жалюзями и имеют площадь в 1.5 раза больше площади радиатора, а именно 1000х1000мм. Отвод горячего воздуха от генератора за пределы помещения ограждаются коробом.

Таблица воздухообмена помещений здания станции.

Помещения	Расчетная температура, C^0	Кратность воздухообмена $м^3$/час	
		приток	вытяжка
Машзал, закрытая монтажная площадка	26	20000(из расчета на компенсацию тепла выделяемого оборудованием)	Через открывающиеся верхние фрамуги окон
Колодец замасленных стоков Колодец отстоеного масла	Не нормируется		980
Помещения – насосной пожаротушения оборудования насосной замасленных стоков оборудования насосной осушения проточной части турбин	Не нормируется	1300	1500
Помещение ЗРУ	22	2200(из расчета на компенсацию тепла выделяемого элект.оборудованием)	2200/2200(резервный вентилятор для аварийной вытяжки)
Кабельный коридор	Не нормируется	-	4000

Кондиционирование воздуха предусматривается в помещениях пристройки – пульта управления, где устанавливаются два бытовых кондиционера (сплит-системы)

Вытяжные вентиляторы приняты взрывозащищенного исполнения.

Система вентиляции сблокирована со средствами автоматического пожаротушения.

Автоматическое регулирование, контроль, управление системами

- поддержание заданных параметров воздуха в помещениях, обслуживаемых приточными установками с калориферами и воздухонагревателями;
- регулирование мощности электрокалориферов;
- контроль за параметрами приточного воздуха производится с помощью контрольно-измерительных приборов, установленных на воздуховодах систем вентиляции, а также в помещениях.

При возникновении пожара осуществляется блокировка систем вентиляции помещений пожароопасных производств с системами автоматического пожаротушения и извещателями.

Управление вентиляционными агрегатами осуществляется дистанционно из помещений, обслуживаемых соответствующими системами.

Мероприятия *по защите окружающей среды.*

Запроектированный объект не имеет вентиляционных выбросов, требующих специальных мероприятий по очистке.

Ниже приводится таблица основных показателей здания станции по отоплению и вентиляции, составленная по форме 2 (ГОСТ 21.602-2003)

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ

Наименование здания (сооружения) помещения	Объем, м³	Периоды года при t^0 С – 25.3	Расход тепла, вт (ккал/час)				Расход холода вт (ккал/ч)	Установленная мощн. эл.двиг. квт
			На отопление	На вентиляцию	На горячее водоснабжение	Общий		
Здание станции		холодный	10000	48000	–	59000		7.5
		теплый	–	–	–	–	–	
Проходная		холод.	8000	–	–	8000	–	

13.3. Противопожарные мероприятия

Настоящий раздел разработан в соответствии с действующими строительными нормами и правилами Республики Казахстан:

- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2015 г.);
- СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими

установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре» (с изменениями по состоянию на 05.10.2012 г.);

- Правила пожарной безопасности, утвержденные Постановлением Правительства Республики Казахстан от 9 октября 2014 года № 1077 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.12.2019 г.);
- РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»;
- Р36 ISBN 5-93196-423-1 «Рекомендации по проектированию технологической части ГЭС и ГАЭС», 2004г.

Общая площадь здания станции равна 1052 м^2. Здание станции относится ко II степени огнестойкости и к категории производства по пожарной опасности «Д». Расстояние от наиболее удаленного рабочего места до ближайшего эвакуационного выхода наружу менее 25 м. Проектом предусматриваются два эвакуационных выхода – дверь рядом с лестницей Л1 и дверь рядом с лестницей Л2. Строительные конструкции выполняются из негорючих материалов и обеспечивают требуемый предел огнестойкости для данной степени огнестойкости здания 0.25 часа. Все металлические конструкции не требуют применения огнезащитных мероприятий.

Планировочные решения обеспечивают эвакуацию из всех помещений здания. Все пути эвакуации имеют естественное освещение.

На кровлю предусмотрена пожарная металлическая лестница. На кровле предусматривается устройство парапета высотой 0.6м и ограждения карнизов в соответствии с требованием ГОСТ 25772.

После прокладки инженерных коммуникаций, все проемы в стенах и перегородках на отметке - 4.0м заделываются цементно-песчаным раствором.

Согласно СН РК 2.02-11-2002, табл.12, п.5.3 все помещения оборудованы автоматической пожарной сигнализацией и системой оповещения о пожаре подачей звукового сигнала. Приемно-контрольные приборы устанавливаются в помещении дежурного персонала. Принятая система пожарной сигнализации выдает сигналы для управления другими инженерными системами объекта – отключением вытяжной вентиляции.

Система автоматической пожарной сигнализации предназначена для обнаружения возгорания в начальной стадии развития пожара и для передачи сигнала тревоги на приемно-контрольные приборы, установленные в помещении с круглосуточным пребыванием людей.

Дежурный, после визуального осмотра, при необходимости, в ручном режиме включает систему оповещения о пожаре и принимает необходимые меры по его ликвидации, согласно инструкции.

14. Автоматизированная система мониторинга сооружений ГЭС

14.1. Общие положения

Безопасность любого гидротехнического сооружения, в том числе ГЭС, зависит от двух основных параметров:

- во-первых, от конструкции сооружения и регулярности проведения плановых ремонтно-профилактических мероприятий;
- во-вторых, от полноты и достоверности наблюдений, выполняемых обслуживающим персоналом.

Отсутствие современных приборов и систем сбора данных, их обработки и анализа приводит к невозможности прогнозирования и своевременного реагирования на случаи возможного возникновения чрезвычайных ситуаций. Объекты продолжают эксплуатироваться без должного внимания к их работоспособности.

Выходом из сложившейся ситуации являются меры по установке контрольно-измерительного оборудования, перевод его на современный уровень, монтаж новых систем и модулей, позволяющих в режиме реального времени осуществлять полный контроль над всеми параметрами оборудования, как непосредственно на местах, так и в режиме удаленного доступа.

С 1-го ноября 2010 года, в Республике Казахстан введён в действие СНиП РК 3.02-05-2010 «Автоматизированная система мониторинга зданий и сооружений», согласно которому гидротехнические сооружения 1, 2 и 3 классов должны оборудоваться системами мониторинга. Также в этом нормативном документе описываются требования к системам мониторинга и решаемым ими задачам.

14.2. Основные технические решения

Наблюдения следует проводить на специально оборудованных пунктах наблюдательной сети. Количество контрольных сечений по длине сооружения назначено с таким расчетом, чтобы по показаниям установленной в них КИА можно было с достаточной подробностью характеризовать работу отдельных наиболее ответственных его участков и элементов и состояние сооружения в целом.

Расположение наблюдательных пунктов определено особенностями геологического строения и гидрогеологических условий, зависит от расположения, типа и конструкции сооружения, величины напора и других факторов.

Пункты наблюдения имеют планово-высотную привязку к опорной геодезической сети.

В зоне взаимодействия оснований и сооружений на объекте ГЭС будут проводится следующие наблюдения:

- за осадками и смещениями плотины, с помощью инклинометров;
- за деформациями, трещинами в сооружениях и облицовках, с помощью щелемеров и деформометров - в строительно-эксплуатационном водосбросе, подводящем тракте и здании ГЭС;
- за состоянием деформационных и строительных швов;
- за состоянием креплений откосов каналов и выемок;
- за состоянием напорных трубопроводов – накладными тензометрами;
- за условиями формирования фильтрационных потоков в основании и теле сооружений и береговых примыканиях;
- за температурным режимом оснований и сооружений (в криолитозоне), с помощью термометров и датчиков температур, встроенных в некоторые устройства;

– за состоянием и эффективностью работы дренажных и противофильтрационных устройств;

Применяемая КИА сертифицирована в качестве средств измерений, имеет метрологические аттестаты, а также методики выполнения измерений, содержащиеся в руководствах по эксплуатации средств измерений утвержденных типов.

Используемые в качестве КИА средства измерений подлежат периодической поверке в организациях государственной или ведомственной метрологических служб (калибровочных лабораторий), аттестованных в установленном порядке.

14.3. Состав и размещение элементов системы

Контрольно-измерительная аппаратура (КИА), устанавливаемая на гидроузле представлена в следующей таблице.

Таблица 13.1 - Спецификация материалов, кабельной продукции и оборудования

№ пп	Наименование	Тип, код производителя	Ед. изм.	Кол-во
	Перегораживающее сооружение (Плотина)			
1	**Поверхностные марки**		шт.	7
2	**Планово-высотные знаки**		шт.	3
3	**Датчики гидростатического давления**			
	Датчик уровня воды в нижнем и верхнем бьефе со встроенным температурным датчиком	MSG-0P251Q10000	шт.	2
	Кабель 2х парный барометрический (20AWG)	MSG-0WE203KEOZH	м	200
	Распределительная коробка на 2 входа	MSG-OERD0200000	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный		м	500
4	**Акселерографы для регистрации сильных сейсмовоздействий**	MSG-SY-MR3MS300C	комплект	1
	-рекордер движения с Wi-Fi и GPRS интерфейс			
	-трехосного акселерометр внутри			
	-блок питания и молниезащита			
	-GPS приемник для синхронизации времени			
	-VIEW2002 программное обеспечение для анализа данных			
5	**Напорный пьезометр**			
	Датчик давления (пьезометр) 1МПа	MSG-OPK45HE1000	шт.	6
	Соединитель тройной 2 МПа	MSG-OP2RACT2000	шт.	6
	Вентиль 2,1 Мпа	MSG-OR2RACV2100	шт.	6
	Манометр показывающий	MSG-OPMAN101000	шт.	6
	Кабель LSZH ARMOURED CABLE 2-парный	MSG-OWE104X2021-1	м	300
	Распределительная коробка на 6 входа	MSG-OERD0600000	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	1 000
6	**Щелемеры**	0D3101D3000	шт.	2
7	**Метеостанция стандартная**			
	Датчик дождя 324 см2 с держателями	MSG-LSI-RAIN324	шт.	1
	Термогигрометр с экраном диапазоном температуры-30°C +70°C, влажности 0-100%	MSG-LSI-RHTERS	шт.	1
	Датчик измерения скорости ветра и направления диапазоном 0-60 м/сек, 0-360°	MSG-LSI-WIND2G	шт.	1
	Барометр, с установленным внутри регистратором E-IOG	MSG-LSI-BARO	шт.	1
	Глобальный радиометр (фотодиод) с	MSG-LSI-RAD10	шт.	1

№ пп	Наименование	Тип, код производителя	Ед. изм.	Кол-во
	диапазоном 0-1500 Вт/кв.м			
	Кабель для устанавливаемых сенсоров длиной по 10 м	MSG-LSI-CABLE10	шт.	4
	E-LOG регистратор, 2MB, COMM. SW 12 an I/P, 6 dig 0/P, pole sup	MSG-LSI-ELOG12P		1
	Стойка метеостанции для крепления датчиков 3 м высотой, диаметром 50 мм, с тремя анкерными креплениями, три тяги	MSG-LSI-PAL3A	шт.	1
	Ethernet LAN интерфейс для e-log регистратора	MSG-LSI-TCPIP	шт.	1
	RS-485 COMM. INTERFACE для E-LOG logger (макс 2 км)	MSG-LSI-RS485ELOG	шт.	3
	Программное обеспечение "METEO DATA MANAGEMENT" для просмотра базы данных, таблиц и графиков	MSG-LSI-SQLSW	шт.	1
	Солнечная батарея 50 Вт с аккумуляторной батареей 40 А/ч	MSG-LSI-SOL50	шт.	1
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный	MSG-OWE104k0021-1	м	500
	СЭВ (строительно-эксплуатационный водосброс)			
1	**Щелемеры**	0D313SAE100	шт.	4
	Крепежная пластина ось Y	0D31Y1DTE00	шт.	2
	Крепежная пластина ось Z	0D31Z1DTE00	шт.	2
2	**Арматурные динамометры**	0VK4000VS00	шт.	2
	Монтажный зажим	0VK400JIG00	шт.	2
	Арочные монтажные блоки для приварки (пара)	0VK400MB200	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный		м	300
	Клеммные коробки на 12 подключений с защитным корпусом	MSG-OEPC1262S00	шт.	1
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	120
3	**Термометр**	0T2200VW000	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный	0WE104VWK00	м	120
	Распределительная коробка на 6 входа	MSG-OERD0600000	шт.	1
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	50
4	**Планово-высотные знаки**		шт.	4
	Донный водосброс			
1	**Щелемеры**	0D313SAE100	шт.	2
	Крепежная пластина ось Y	0D31Y1DTE00	шт.	1
	Крепежная пластина ось Z	0D31Z1DTE00	шт.	1
2	**Арматурные динамометры**	0VK4000VS00	шт.	2
	Монтажный зажим	0VK400JIG00	шт.	2
	Арочные монтажные блоки для приварки (пара)	0VK400MB200	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный		м	100
	Клеммные коробки на 12 подключений с защитным корпусом	MSG-OEPC1262S00	шт.	1
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	80
3	**Планово-высотные знаки**		шт.	2
	Рыбопропускное сооружение			
1	**Щелемеры**	0D313SAE100	шт.	6
	Крепежная пластина ось Y	0D31Y1DTE00	шт.	3
	Крепежная пластина ось Z	0D31Z1DTE00	шт.	3
2	**Арматурные динамометры**	0VK4000VS00	шт.	6
	Монтажный зажим	0VK400JIG00	шт.	3
	Арочные монтажные блоки для приварки	0VK400MB200	шт.	3

№ пп	Наименование	Тип, код производителя	Ед. изм.	Кол-во
	(пара)			
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный		м	450
	Клеммные коробки на 12 подключений с защитным корпусом	MSG-OEPC1262S00	шт.	3
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	150
3	**Планово-высотные знаки**		шт.	6
	Подводящий тракт (водозабор, отстойник, водоприемник, напорный водовод и туннель)			
1	**Щелемеры**	0D313SAE100	шт.	16
	Крепежная пластина ось Y	0D31Y1DTE00	шт.	8
	Крепежная пластина ось Z	0D31Z1DTE00	шт.	8
2	**Арматурные динамометры**	0VK4000VS00	шт.	4
	Монтажный зажим	0VK400JIG00	шт.	4
	Арочные монтажные блоки для приварки (пара)	0VK400MB200	шт.	4
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный		м	400
	Клеммные коробки на 12 подключений с защитным корпусом	MSG-OEPC1262S00	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	350
3	**Планово-высотные знаки**		шт.	12
4	**Термометр**	0T2200VW000	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный	0WE104VWK00	м	400
	Распределительная коробка на 6 входа	MSG-OERD0600000	шт.	2
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	350
5	**Щелемеры**	MSG-0D3101D3000	шт.	4
	Турбинный водовод и развилка			
1	**Накладные тензометры**	0VK4100VS00	шт.	10
	Портативный аппарат точечной сварки	0VK410PSW00	компл.	1
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный	0WE104VWK00	м	250
	Клеммные коробки на 12 подключений с защитным корпусом	MSG-OEPC1262S00	шт.	2
2	**Термометр**	0T2200VW000	шт.	5
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 2-парный	0WE104VWK00	м	50
	Распределительная коробка на 6 входа	MSG-OERD0600000	шт.	1
	Кабель LSZH MULTICORE CABLE, 8-парный	MSG-OWE1160LSZH	м	800
	Здание станции			
1	**Планово-высотные марки**		шт.	11
2	**Щелемеры**	MSG-0D3101D3000	шт.	3
3	**Автоматическая система сбора данных**	MSG-0OMNIACAB60	комплект	1
	Шкаф из нержавеющей стали, 800x600x250мм, в том числе:			
	Автоматический контроллер с 2Гб памяти			
	Веб-сервер			
	Дисплей, клавиатура, Порт USB, Порт RS232			
	LAN Ethernet COMM			
	3G VPN роутер			
	Плата мультиплексора на 16/32 каналов	MSG-0AOKB1632R0	шт.	8
	Комплект защиты от перенапряжения	MSG-0ADKEXKV100	шт.	1
	Блок питания 220/230В	MSG-0AXBC022000	шт.	1
	12/24В DC/DC конвертер 100Вт	MSG-0OMX24V100W	шт.	1

14.4. Автоматическая система сбора данных

Пьезометры со встроенными температурными датчиками, инклинометры, датчики расхода дренажных вод, датчики уровня воды бьефов со встроенными температурными сенсорами объединяются в системы мониторинга по каждой из двух плотин, представляющие собой программно-вычислительные комплексы, которые позволяют обрабатывать всю поступающую информацию с помощью специального программного обеспечения и передавать вычисленные значения на мониторы диспетчерского пункта в виде графиков и таблиц.

На каждом объекте устанавливается программно-вычислительный комплекс, кабели связи к датчикам, переходные коммутационные коробки. Далее параметры, зафиксированные системами мониторинга плотин передаются на диспетчерский пункт.

Датчики положения затворов через клеммные коробки подключаются к шкафам мониторинга затворов. Данные о фактическом положении затворов передаются на диспетчерский пункт, находящийся в проектируемом офисе.

На диспетчерском пункте устанавливается система сбора и отображения данных. В качестве средств отображения предусматриваются ЖК-мониторы с диагональю не менее 21’’.

Система сбора и обработки данных диспетчерского пункта выполняет функции сервера базы данных, записывает измеряемые параметры в режиме реального времени и хранит их в течение 132 суток.

Результаты всех видов измерений будут поступать на сервер и пополнять базу данных. Сигналы, поступающие с датчиков, будут преобразованы в соответствующие данные натурных наблюдений: температуру, напор, величину отклонения от вертикали, величину открытия затвора и расхода воды, а также в абсолютные отметки уровней воды в бьефах.

Всей обработкой данных системы заведует программное обеспечение Multilogger посредством персонального компьютера. Соединение со сбором данных может быть как прямое, посредством кабеля и коммуникационных портов RS232 или RS485, так и дистанционное, через телефонный или GSM модем.

В последнем случае, данные, передаются на дистанционный центр контроля, который систематизирует полученные измерения, обрабатывает их и выдает в форме таблиц и графиков.

15. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

Настоящие проработки выполнены на стадии Проект, в соответствии с нормативными документами на проектирование комплекса инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне на предприятиях энергетики.

В данном разделе освещены вопросы инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне при эксплуатации ГЭС.

В соответствии со СП РК 2.04-101-2014 «Защитные сооружения гражданской обороны» (с изменениями от 06.11.2019 г.), Приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 24 октября 2014 года № 732 «Об утверждении объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны» (с изменениями по состоянию на 13.12.2019 г.) и «Указаниями по разработке раздела инженерно-технических мероприятий гражданской обороны гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций» ГЭС-3 на реке Кора с установленной мощностью 26,0 МВт относится к объектам гражданской обороны II категории.

15.1. Состав инженерно-технических мероприятий

«Указания по разработке раздела инженерно-технических мероприятий гражданской обороны гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций» МЭиЭ СССР рекомендует при проектировании на несудоходных реках гидроузла с емким водохранилищем, прорыв которого может привести к катастрофическим последствиям в нижнем бьефе, в угрожаемый период производить предварительную сработку водохранилища.

В данных проектных проработках как основное и главное мероприятие по защите сооружений ГЭС принята полная сработка горизонта воды в водохранилище, при которой исключен перелив гравитационной волны от взрыва ядерного заряда в водохранилище через гребень плотины.

Сработка водохранилища производится строительно-эксплуатационным водосбросом (СЭВ), конструкция и компоновка которого позволяет полностью опорожнить водохранилище.

Из вышесказанного следует, что при угрозе разрушения плотины ГЭС от попадания в водохранилище ядерного заряда эксплуатационный персонал должен полностью сработать емкость водохранилища, остановить агрегаты ГЭС, а людей эвакуировать.

15.2. Защита эксплуатационного персонала ГЭС при угрозе радиационного загрязнения района

В соответствии с нормативной документацией комплекса инженерно-технических мероприятий на объектах энергетики по гражданской обороне, проектирование инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне в части противорадиационной защиты эксплуатационного персонала работающей смены объекта и светомаскировки всего объекта.

Руководствуясь нормами проектирования ИТМ ГО, а также строительными нормами и правилами, защиту эксплуатационного персонала (работающей смены) малой ГЭС

предусматривается осуществить в противорадиационном укрытии. Противорадиационное укрытие должно обеспечить защиту укрываемых от воздействия ионизирующих излучений при радиоактивном заражении местности, от действия ударной волны и обеспечить непрерывное пребывание в течение 1÷2 суток. Ограждающие конструкции ПРУ рассчитываются на давление во фронте ударной волны, равной 0.2 МПа.

Так как помещение, используемое в качестве ПРУ, рассчитано на менее чем 50 человек, в нем, согласно СП РК 2.04-101-2014 «Защитные сооружения гражданской обороны» (с изменениями от 06.11.2019 г.), предусматривается естественная вентиляция. Количество наружного воздуха при чистой вентиляции необходимое для помещения составляет 273м^3/ч (таблица 36: климатическая зона-4, количество подаваемого воздуха - 13м^3/чел.-ч).

По штатному расписанию ГЭС, общее количество работающих в наибольшей смене составляет 5 человек.

Для размещения укрываемого персонала предусматривается ПРУ - противорадиационное укрытие вместимостью на 5 человек, с размещением в подвале здания ГЭС (согласно СП РК 2.04-101-2014).

Отопление помещения ПРУ осуществляется с помощью электрорадиаторов.

Площадь ПРУ составляет 31.025м² высота 3.5м. В ПРУ размещаются 5 лежанок 0.55х1.8м в два яруса. Площадь отгороженного помещения для выносной тары составляет 1м². Перед входом в ПРУ расположена вешалка для загрязнённой одежды с занавесью. Устройство фильтровентиляционной установки оборудуется заблаговременно, её тип ФК-100. К установке приняты 2 фильтра типа ФК-100. Фильтровентиляционная установка состоит из фильтров-поглотителей для очистки воздуха от отравляющих и бактериальных веществ, рассчитанных на режим фильтровентиляции.

Так как, воздухоприемное и выбросной проемы ПРУ расположены на одной стороне здания, расстояние между ними принято 10 м.

Воздухозабор для режима вентиляции совмещен с аварийным выходом.

15.3. Светомаскировка

Светомаскировка малой ГЭС предусматривается в соответствии с требованиями инструкций по световой маскировке энергетических объектов и с учетом требований, предусмотренных главами СНиП по проектированию искусственного освещения (литер В) инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, правилами устройства электроустановок и «Инструкцией по световой маскировке населенных пунктов и объектов народного хозяйства».

Выполнение мероприятий по светомаскировке заключается в обеспечении частичной и полной светомаскировки.

Переход с обычного освещения на режим частичного затемнения должен быть осуществлен в течение 16 часов, а с режима частичного затемнения в режим полного затемнения – не более чем за 3 минуты.

Основные мероприятия по выполнению режима частичного затемнения:

- выборочное отключение части светильников, создающих прямой световой поток в помещениях корпуса управления, машзала и других объектах;
- на открытой территории, в местах производства работ освещенность рабочих мест доводится до двух люкс, остальная часть светильников отключается;

- закрытие проемов на всех объектах ГЭС, где по условиям производства работ светильники не отключаются.
- Основные мероприятия по режиму полного затемнения:
- полное отключение наружного освещения на открытой территории ГЭС. Для передвижения по территории используются переносные аккумуляторные фонари;
- частичное затемнение предусматривается в помещениях пульта, узла связи, в коридорах и лестничных пролетах.

Общая освещенность не должна превышать 0.5 люкс, местная – не более 5 люкс.

Площадь светового пятна не должна превышать 1.0 м2.

Управление освещением ГЭС предусматривается централизованным.

15.4. Системы жизнеобеспечения ПРУ и пункта управления ГЭС

Светомаскировка малой ГЭС предусматривается в соответствии с требованиями инструкций по световой маскировке энергетических объектов и с учетом требований, предусмотренных главами СНиП по проектированию искусственного освещения (литер В) инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, правилами устройства электроустановок и «Инструкцией по световой маскировке населенных пунктов и объектов народного хозяйства».

Выполнение мероприятий по светомаскировке заключается в обеспечении частичной и полной светомаскировки.

Переход с обычного освещения на режим частичного затемнения должен быть осуществлен в течение 16 часов, а с режима частичного затемнения в режим полного затемнения – не более чем за 3 минуты.

Основные мероприятия по выполнению режима частичного затемнения:

- выборочное отключение части светильников, создающих прямой световой поток в помещениях корпуса управления, машзала и других объектах;
- на открытой территории, в местах производства работ освещенность рабочих мест доводится до двух люкс, остальная часть светильников отключается;
- закрытие проемов на всех объектах ГЭС, где по условиям производства работ светильники не отключаются.

Основные мероприятия по режиму полного затемнения:

- полное отключение наружного освещения на открытой территории ГЭС. Для передвижения по территории используются переносные аккумуляторные фонари;
- частичное затемнение предусматривается в помещениях пульта, узла связи, в коридорах и лестничных пролетах.

Общая освещенность не должна превышать 0.5 люкс, местная – не более 5 люкс.

Площадь светового пятна не должна превышать 1.0 м2.

Управление освещением ГЭС предусматривается централизованным.

11.4 СИСТЕМЫ ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРУ И ПУНКТА УПРАВЛЕНИЯ ГЭС

Противорадиационное убежище (ПРУ) и пункт управления ГЭС оборудуется отоплением и вентиляцией, ёмкостями водоснабжения и канализацией, узлом связи и санитарной комнатой.

В качестве аварийного источника электроэнергии предусмотрена дизельная станция.

Отопление убежища рассчитано на температуру в помещениях +10 градусов по Цельсию.

При расчетной температуре наружного воздуха +15 градусов теплопотери по укрупненным измерителям составляют 3750 ккал/час.

Для возмещения потери тепла приняты к установке электропечи типа «ЭВУБ-1,0» ГОСТ-5.1253-72.

Вентиляция (воздухоснабжение). Вентиляции принята, обеспечивающая режим чистой вентиляции и режим фильтровентиляции.

Система предусматривает охлаждение, очистку наружного воздуха от радиоактивной пыли, от отравляющих и бактериальных средств.

Система вентиляции убежища совмещена с приточно-вытяжной вентиляцией помещения электросилового агрегата.

Производительность системы определена для режима чистой вентиляции при подаче воздуха в убежище из расчета 14 м3/час на человека и составит (5×14)=70 м3/час (расчетная температура наружного воздуха в летнее время 29.6°С, теплосодержание - 12 ккал/кг).

Система состоит из воздухозаборных устройств, фильтровентиляционной установки, разводящей сети воздуховодов и вытяжных устройств.

Воздухозабор для режима фильтровентиляции снабжается противо-взрывным устройством МЗС, гравийным (теплоемким) фильтром для охлаждения приточного воздуха и противопыльным (масляным) фильтром системы ВНИИСТО, для очистки от радиоактивной пыли.

В качестве вентилятора принят вентилятор канальный общего назначения DOSPEL АО"КЕЛЕТ" марки Styl 50S, производительностью 50 м3/час.

Отработанный в убежище и в пункте управления воздух удаляется частично через вытяжной канал санузлов, весь остальной воздух используется для вентиляции помещения электросилового оборудования.

Водоснабжение. Предусматривается ёмкость для обеспечения водой и хозпитьевых нужд находящихся в убежище людей.

Вода на хозпитьевые нужды – привозная, из расчета 50 л/сутки на человека. Общий запас воды на двое суток – (5×50×2)=500 литров.

Для подачи на технологические нужды за источник водоснабжения принят верхний бьеф ГЭС.

Резервуар хозпитьевого водоснабжения оборудуется водозаборным краном, указателем уровня воды трубопроводом для слива в канализацию.

Канализация. В убежище и ПРУ установлен биотуалет и один умывальник.

Для сбора фекалий предусмотрен резервуар для сбора, расположенный в биотуалете. Объем резервуара принят из расчета двухсуточного приема фекалий по 2 литра на человека в сутки и равен (5×2×2)=20 литров.

Электроснабжение ПРУ. Потребителями электроэнергии ПРУ являются освещение, отопление, электродвигатели вентиляционных систем, средства связи.

Подача электроэнергии к этим потребителям производится от сети собственных нужд ГЭС – от подстанции 10/0.4кВ.

В качестве резервного источника электроэнергии предусматривается установка дизельной электростанции. Переключение потребителей с основного на резервное питание производится вручную.

Распределительный пункт 380/220 в и переключающее устройство устанавливаются в помещении ПРУ.

Для определения мощности дизельной электростанции приняты следующие условия:

- включено либо отопление, либо вентиляция – 5÷6 кВт;
- работает устройство связи – 10 кВт;
- включено освещение –3÷4 кВт.

Итого: 18÷20 кВт.

Принимаем к установке ДЭС (Чибанка) мощностью 20 кВт.

ДЭС устанавливается на площадке для дизеля. Где предусматривается бак с двухсуточным объемом горючего.

Освещение помещений ПРУ выполняется люминесцентными лампами. Нормы освещенности в соответствии с «Указаниями по проектированию убежищ». Проводка в помещениях выполняется кабелем ВВГ под слоем штукатурки. Выключатели, розетки и ответвительные коробки – в герметичном исполнении.

Для оповещения персонала об угрожающем положении на территории ГЭС, на здании КПП устанавливаются сирена типа С-40.

Связь и оповещение. На ГЭС предусматривается два узла связи – основной и резервный.

Диспетчерский коммутатор резервного узла связи будет иметь прямую связь со следующими объектами:

- пожарной охраной, расположенной в пожарном депо поселка;
- службами гражданской обороны района.

15.5. Выводы

1. «Указания по разработке раздела инженерно-технических мероприятий гражданской обороны гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций» МЭиЭ СССР рекомендует при проектировании на несудоходных реках гидроузла с емким водохранилищем, прорыв которого может привести к катастрофическим последствиям в нижнем бьефе, в угрожаемый период производить предварительную сработку водохранилища.

В данных проектных проработках как основное и главное мероприятие по защите сооружений ГЭС принята полная сработка горизонта воды в водохранилище, при которой исключен перелив гравитационной волны от взрыва ядерного заряда в водохранилище через гребень плотины и опорожнение подводящего канала.

2. Сработка водохранилища производится водосбросом ГУ, конструкция и компоновка которого позволяет полностью опорожнить водохранилище за 2 часа.

3. При угрозе разрушения плотины ГЭС от попадания в водохранилище ядерного заряда эксплуатационный персонал должен полностью сработать емкость водохранилища, остановить агрегаты ГЭС, а людей эвакуировать.

4. Руководствуясь нормами проектирования ИТМГО, а также строительными нормами и правилами, защиту эксплуатационного персонала (работающей смены) малой ГЭС предусматривается осуществить в противорадиационном укрытии. Проектируемое противорадиационное укрытие должно обеспечить защиту укрываемых от воздействия ионизирующих излучений при радиоактивном заражении местности, от действия ударной волны и обеспечить непрерывное пребывание в течение 1÷2 суток.

5. По штатному расписанию ГЭС, общее количество работающих в наибольшей смене составляет 5 человек.

Для размещения укрываемого персонала предусматривается противорадиационное укрытие (встроенное) вместимостью на 5человек, с размещением в подвале здания ГЭС.

6. Проектируемые противорадиационное убежище (ПРУ) и пункт управления ГЭС оборудуется отоплением и вентиляцией, водоснабжением и канализацией, узлом связи и санитарной комнатой.

В качестве аварийного источника электроэнергии запроектированы дизельная станция.

16. Инженерная защита территории

Инженерная защита на застраиваемых территориях должна предусматривать обозначение единой комплексной территориальной системы или локальных приобъектных защитных сооружений, обеспечивающих эффективную защиту территорий от наводнений на реках, затопления и подтопления при создании водохранилищ и каналов; от повышения уровня грунтовых вод, вызываемого строительством и эксплуатацией зданий, сооружений и сетей.

Отрицательное влияние затопления существующими или проектируемыми водохранилищами надлежит оценивать от режимов сработки водохранилища и продолжительности действия затопления на прибрежную территорию. При этом следует различать:

- временное (форсирование уровня водохранилища выше НПУ).

Проект сооружений инженерной защиты должен обеспечивать:

- надежность защитных сооружений;
- безопасность их эксплуатации при наименьших эксплуатационных затратах;
- возможность проведения систематических наблюдений за работой и состоянием сооружений и оборудования;
- оптимальные режимы эксплуатации водосборных сооружений;
- максимальное использование местных строительных материалов и природных ресурсов.

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями СП РК 2.03-102-2012 «Инженерная защита в зонах затопления и подтопления».

Мероприятия по инженерной защите территории

1. Напорный фронт ГЭС обеспечивается возведением напорного деривационного водоподводящего тракта.
2. Отметки НПУ (1445,0 м) и ФПУ (1447,0 м) на перегораживающем сооружении назначены из условий исключения затопления и подтопления населенных пунктов и ценных угодий, расположенных выше зоны выклинивания водохранилища (Приложение 5).
3. Класс основных сооружений ГЭС – III (СП РК 3.04-101-2013 «Гидротехнические сооружения»).
4. Класс защитных сооружений – IV (СП РК 2.03-102-2012 «Инженерная защита в зонах затопления и подтопления»)
5. Надежность водоподпорной водосливной бетонной плотины обеспечивается выбранной конструкцией и обосновывается статическими и фильтрационными расчетами. Выбранная конструкция обеспечивает безусловную надежность, особенно при высокой сейсмичности района.
6. Водосливная часть плотины с донными сооружениями обеспечивают пропуск максимальных паводковых расходов 0,5%-ной обеспеченности, равной 273,0 $м^3$/сек, максимальная пропускная способность перегораживающего сооружения составляет до 303 $м^3$/сек.
7. Исходными данными для проектирования данного комплексного гидроузла, в том числе, защитных сооружений, явились результаты инженерных изысканий (топография, гидрология, геология).

Материалы изысканий содержат:

а) оценки существующих природных условий на защищаемой территории;

б) прогноза изменения инженерно-геологических, гидрогеологических, гидрологических условий на защищаемой территории с учетом техногенных факторов, в том числе:

- возможности развития и распространения опасных геологических процессов;
- оценки подтопляемости территории;
- оценки масштабов затопляемости территории;
- выбора способов инженерной защиты территорий от подтопления и затопления;
- расчета сооружений инженерной защиты;
- оценки водного баланса территории, а также уровенного, химического и температурного режимов поверхностных вод.

8. Для защиты сооружений ГЭС в нижнем бьефе от затопления и подтопления, а также, от размыва, предусмотрены:

- крепление откосов берегов ниже концевых сооружений водосбросов камнем;
- вдоль эксплуатационных автодорог и на пристанционной площадке предусмотрены водоотводные канавки, отводящие в реку ливневые стоки и талые воды;
- для защиты от подтопления помещений здания станции, находящиеся ниже уровня грунтовых вод предусмотрены гидроизоляция и глиняный замок;
- проведен анализ прорывной волны при возможном разрушении плотины, с прогнозом зоны затопления в нижнем бьефе (Приложение 7).

9. Состав мероприятий по предупреждению подтопления территории гидроузла

К числу предупредительных мероприятий относятся:

- мероприятия, предохраняющие застраиваемую территорию или отдельные ее участки от повышения уровня грунтовых вод, обвалования и увлажнения грунтов и их последствий - организация стока поверхностных вод и активизация подземного стока, различные перехватывающие и дренирующие сооружения и устройства, регулирования рек и т.п.;
- мероприятия, предохраняющие отдельные здания и сооружения, а так же коммуникации от подтопления грунтовыми водами - локальные меры защиты - гидроизоляция, пристенные, пластовые, лучевые и кольцевые дренажи и т.д.;
- мероприятия, предупреждающие инфильтрацию различных поверхностных и производственных вод, инфильтрации производственных стоков и утечек из водонесущих коммуникаций, накопителей, различных водоемов, бассейнов, цехов с “мокрым” технологическим процессом и т.п.;
- мероприятия, предупреждающие возможность конденсации мокрых паров в основании зданий и сооружений и в обратных засыпках котлованов и траншей и конденсации в них влаги - уплотнение грунтов обратных засыпок, вентиляционный дренаж и т.п.

10. Мероприятия по предупреждению подтопления сооружений ГЭС в нижнем бьефе:

№ п/п	Факторы подтопления	Мероприятия
1	Инфильтрация талых и ливневых вод.	а) Своевременное выполнение вертикальной планировки территории. б) Выполнение ливневой канализации одновременно с вертикальной планировкой.
2	Инфильтрация поверхностных вод склонового стока	а) Устройство нагорных канав и оградительных дамб. б) Устройство отводных канавок от отдельных понижений на поверхности территории.
3	Подтопление территории паводковыми водами	а) Повышение планировочных отметок территории и создание искусственных оснований для зданий и сооружений путем намыва или подсыпки, исключающих

№ п/п	Факторы подтопления	Мероприятия
		влияние поверхностных и грунтовых вод. б) Обвалование территорий оградительными дамбами.
4	Конденсация влаги в грунтах обратных засыпок котлованов, траншей, планировочных подсыпок и накопление в них поверхностных вод	а) Тщательное уплотнение грунтов обратных засыпок котлованов и траншей. б) Уплотнение грунтов в планировочных засыпках в) Использование в просадочных грунтах для планировочных подсыпок только глинистых грунтов с послойным уплотнением. г) Устройство гидроизоляции (внешней).
5	Подпор грунтовых вод со стороны водохранилищ, каналов, подтопленных предприятий, массивов орошения.	Устройство противофильтрационных завес.
6	Инфильтрация поверхностных вод из строительных котлованов и траншей.	а) Устройство отводных каналов от котлованов и их обвалования с целью уменьшения возможности стока в них поверхностных вод и их последующей инфильтрации в грунт. б) Исключение разрывов во времени между земляными работами и строительными работами нулевого цикла - закладкой фундаментов, прокладкой коммуникаций и т.п. в целях снижения возможностей накопления в земляных выемках поверхностных вод. в) Уплотнение грунтов в днищах траншей и котлованов, особенно в макропористых грунтах (лессовидные суглинки, ллесы и др.). г) Производство откачек воды из котлованов и траншей.
7	Инфильтрация поверхностных вод, задержанных земляными отвалами, насыпями и т.п.	Исключение создания скоплений различных отвалов, строительных отходов, насыпей и пр. на застраиваемой территории.
8	Инфильтрация утечек из различных временных коммуникаций.	Своевременное и оперативное устранение утечек.
9	Незначительный естественный уклон поверхности земли.	Проведение надлежащей вертикальной планировки, продольное профилирование площадки строительства.
10	Наличие зон выклинивания подземных вод.	а) Каптаж источников и отвод воды, головной дренаж. б) Устройство временного отвода выклинивающихся вод.
11	Невыполнение ливневой канализации одновременно с вертикальной планировкой в период строительства	Обязательное одновременное выполнение вертикальной планировки и ливневой канализации
12	Разрыв во времени между земляными работами и работами нулевого цикла, что способствует накоплению воды в котлованах и т.д.	Максимальное сокращение времени этого разрыва путем соответствующих организаций строительных работ
13	Накопление воды в грунтах обратных засыпок	Своевременное и тщательное выполнение отмосток вокруг зданий, осуществление соответствующего контроля
14	Нарушение стока поверхностных вод из-за отсутствия вертикальной планировки	а) Своевременное устройство вертикальной планировки. б) Устройство ливневой канализации одновременно с вертикальной планировкой
15	Отсутствие водостоков вдоль дорог и проездов, отсутствие ливневой канализации	а) Обязательное устройство кюветов вдоль дорог и проездов, с постоянным отводом воды за пределы застроенной территории. б) Обязательное и неукоснительное выполнение ливневой канализации

№ п/п	Факторы подтопления	Мероприятия
16	Ликвидация естественного дренажа: засыпка оврагов, балок, долин ручьев и т.п.	По возможности сохранение естественных дрен-оврагов, балок, мелких речек и ручьев. При необходимости их засыпки и прокладка в них дренажных труб для пропуска подземных и инфильтрующихся поверхностных вод, с обязательным отводом дренажных вод
17	Некачественное выполнение гидроизоляции подземных частей зданий и сооружений и герметизация стыков коммуникаций	Повышение контроля и ответственности за качеством соответствующих работ. К приемке работ привлекать местные проектные организации
18	Некачественное выполнение уплотнения планировочных подсыпок и обратных засыпок котлованов и траншей	Повышение контроля и ответственности за качеством выполнения соответствующих работ
19	Отсутствие надлежащего авторского надзора за строительством зданий и сооружений	Проведение авторского надзора с привлечением местных проектных организаций за строительством всех зданий и сооружений независимо от их стоимости
20	Акты освидетельствования оснований котлованов и траншей составляются без участия проектных и изыскательских организаций	Введение в практику местных проектных и изыскательских организаций правила обязательного участия при освидетельствовании оснований, котлованов и траншей
21	Отсутствие исполнительской съемки водонесущих коммуникаций и других водных объектов	Требование обязательного проведение исполнительской съемки для нового строительства, а для застроенной территории - проведение съемки подземных коммуникаций при отсутствии исполнительной
22	Отсутствие кюветов вдоль временных дорог и проездов	Обязательное выполнение вдоль временных кюветов с постоянным отводом воды с территории строительства
23	Неудовлетворительное состояние нагорных канав	Организация систематической прочистки канав
24	Отсутствие контроля и учета утечек из водопроводных и тепловых сетей	Проведение постоянного контроля и систематического учета утечек и их оперативная ликвидация
25	Бесконтрольный полив растений	Строгий учет размеров поливов зеленых насаждений в соответствии с существующими нормами
26	Накопление и последующая инфильтрация поверхностных вод из мульд проседания на подработанных территориях	Устройство сети отводных канав; не допускать накопления воды в мульдах проседания
27	Накопление, застой воды в кюветах, сточных канавах и в понижениях на улицах	Регулярная прочистка канав и кюветов, придание им надлежащего продольного уклона, устройство в местах скопления воды на улицах выпусков в арыки или другой отвод воды
28	Дефекты в работе ливневой и арычной сетях	Профилактическая прочистка ливневой и арычной сетях, не допуская их переполнения или выхода из строя
29	Недостаточная пропускная способность арычной сети при ее использовании для пропуска ливневых вод	Проводить соответствующие переустройства (реконструкцию арычной сети) на основе специальных проектных проработок

11. В проекте сооружений инженерной защиты предусматривается установка КИА для визуальных и инструментальных наблюдений за состоянием гидросооружений, смещением их элементов и оснований, за колебанием уровня грунтовых вод, параметрами фильтрационного потока.

Единые комплексные территориальные системы инженерной защиты от затопления и подтопления должны предусматривать создания на основе инженерных изысканий и другой информации, получаемой из самых разнообразных источников (от бумажных носителей до современных электронных приборов, спутниковых систем и данных дистанционного зондирования) адекватной цифровой модели, рассматриваемой территории (модели ГИС) и ведения электронного мониторинга.

17. Декларация безопасности гидротехнических сооружений

Декларация безопасности гидротехнических сооружений ГЭС на реке Кора составлена в соответствии с п.4.3.4. СН РК 3.04-01-2018 «Гидротехнические сооружения».

1. Краткие сведения об эксплуатации гидротехнических сооружений (ГТС)

1.1. Полное наименование эксплуатирующей организации: ТОО «Коринская ГЭС-2»

1.2. Наименование должности руководителя организации: Директор – Тукенов М.А.

1.3. Полный почтовый адрес эксплуатирующей организации (телефон, телетайп , факс, адрес электронной почты):
040000, Республика Казахстан, г. Талдыкорга, ул. Абылайхана, 266
Тел/факс: +7 (7282) 30-93-93 (вн 422)
Korages-2@aspmk.kz

1.4. Состав и общая характеристика объектов ГТС, сведения о численности и размещении персонала.

1.4.1. ГЭС на реке Кора расположена на территории Ескельдинского района Алматинской области, Республики Казахстан в 233 км (по прямой) на северо-восток от г. Алматы, 39 км к юго-востоку от г.Талдыкорган – административного центра Алматинской области. Площадка проекта: 50 км на юго-восток от г. Талдыкорган.

Назначение – энергетическое. Режим работы ГЭС – по водотоку.

В состав сооружений входят:

1) Головной узел в составе:
- перегораживающее сооружение (плотина) высотой 15,7 м;
- водохранилище;
- строительно-эксплуатационный водосброс длиной 103,2 м;
- глубинный водосброс длиной 61,6 м;
- водозаборное сооружение (с рыбозащитным устройством);
- отстойник однокамерный длиной 103,6 м;
- напорный бассейн с водоприемником и промывным каналом;
- рыбопропускное сооружение;

2) Водоподводящий тракт в составе:
- напорный водовод длиной 2765,0 м (в том числе туннельный участок длиной 200,0 м);
- развилка из трех металлических труб;

3) Станционный узел в составе:
- здание станции на установку трех (2+1) агрегатов с сопрягающим участком;
- отводящий канал длиной 158,9 м;

На сооружениях ГЭС устанавливается технологическое оборудование:

- гидросиловое оборудование;
- механическое оборудование;
- электротехническое оборудование

Площадка ОРУ и площадка резервуаров воды имеют охранное ограждение согласно Инструкции по охране и обороне особо важных и категорированных объектов.

1.4.2. Сведения о численности и размещении персонала**.**

Персонал ГЭС размещается в служебно-производственном корпусе. Общая численность на период эксплуатации – 21 человек.

1.5. Сведения о границах и размерах территории ГТС, границах запретных и санитарных зон.

Размеры отчуждений территории ГЭС составляют – 7,4 га.

Границы запретных санитарно – защитных зон находятся на расстоянии 50 метров от внешних бровок деривации.

1.6. Краткая характеристика основных положений проекта ГЭС, результатов исследований и изысканий.

При разработке компоновки и конструкции основных сооружений гидроузла приняты следующие основные положения и исходные данные:

- Проект разработан в соответствии с заданием на проектирование, утвержденным ТОО «Коринская ГЭС-2»;
- Местоположение - Республика Казахстан, Алматинская область, на территории Ескельдинского района Алматинской области;
- Назначение - энергетическое использование попусков реки;
- Для определения параметров ГЭС выполнены комплексные инженерные изыскания (топография, гидрология, геология);
- Режим работы ГЭС - по водотоку, с учетом природоохранных и санитарных попусков реки;

Сведения о строительстве и эксплуатации ГЭС.

№ п/п.	Наименование	Данные
1	Начало строительства	2021 г.
2	Приемка в эксплуатацию	2023 г. (планируется)

Сведения о принятых в проекте критериях безопасности ГТС.

Класс капитальности сооружений – III

Все сооружения и оборудование ГЭС должны эксплуатироваться в заданных проектом режимах. Сооружения ГЭС должны отвечать нормативным требованиям по прочности, устойчивости и надежности.

1.7. Общие меры безопасности ГТС и организация контроля.

Надежная эксплуатация сооружений ГЭС зависит от состояния конструкций и фундаментов сооружений.

Строительные конструкции удовлетворяют требованиям безаварийной эксплуатации при соблюдении следующих факторов:

- Отсутствие или допускаемые по нормативным документам или расчетам деформации конструкций, сооружений, фундаментов (осадки, смещения, уровни грунтовых вод).

- Физический износ, не снижающий прочности устойчивости конструкций при эксплуатационных нагрузках.
- Обеспечение прочности и устойчивости конструкций с учетом изменившихся при эксплуатации нагрузок и условий.

Системы АСУ, раннего предупреждения и оповещения

Система АСУ состоит из:

- оперативной связи всех сооружений гидроузла;
- диспетчерской связи с объединенной диспетчерской связью;

Оповещение персонала ГЭС о чрезвычайной ситуации производится согласно утвержденной схеме оповещения личного состава штаба службы ГЗ района, а население путем включения электрической сирены, на ГЭС по радио и через нарочных.

Системы охраны объекта и обеспечение его безопасности в особый период.

Охрана объектов на ГЭС осуществляется 4-мя охранниками и в особый период года по приказу составляется дополнительный график дежурств с привлечением ИТР, а также имеется ряд утвержденных инструкций и других документов.

Порядок информирования населения и органа местного самоуправления, на территории которого расположены ГТС, о прогнозируемых и возникших ЧС. Информирование населения и органа местного самоуправления, на территории которого расположено ГТС, о прогнозируемых и возникших чрезвычайных событиях с ведома начальника ЧС- через радио и собрания.

1.8. Характеристика зоны возможного затопления.

В рамках разработки настоящего проекта была определена граница возможного затопления территории при аварии, возникшей на плотине (Приложение 7).

2. Оценка влияния изменений на безопасность эксплуатируемых ГТС

2.1. Оценка категории риска (опасности) ГТС ГЭС-3 на р. Кора, уточнение класса сооружений.

Для оценки категории риска и опасности ГТС применяем приближенно систему баллов риска, принятую в международной практике (см. Бюллетень 72.ICOLD). Баллы и категории риска для ГЭС на р. Кора определяем по таблицам 16.1. и 16.2.

Таблица 16.1 - Баллы риска

Показатели	Баллы			
Объем водохранилища, млн. м3	>120(6)	120-1(4)	1-0.1(2)	< 0.1(0)
Высота плотины (сброса воды), м.	> 45(6)	45-30(4)	30-15(2)	<15(0)
Требования к эвакуации людей, чел.	>1000(12)	1000-100(8)	100-1(4)	нет(0)
Потенциальная опасность разрушения плотины	высокая (12)	средняя (8)	низкая (4)	нет (0)

Таблица 16.2 - Категория риска

Сумма баллов	Категория риска
31-36	IV(высшая)
19-30	III
7-18	II

0-6	I

Оценка категории риска в зависимости от показателей риска дана в таблице 16.3.

Таблица 16.3 - Оценка категории риска

№ п/п	Наименование	Показатели
1	Объём водохранилища, млн.м3.	0,043
2	Высота плотины (сброса воды), м.	15
3	Требования к эвакуации людей, чел.	Нет
4	Потенциальная опасность разрушения	Низкая
5	Сумма баллов	8
6	Категории риска	II

Все сооружения ГЭС относятся ко II категории риска.

2.2. Описание возможных аварийных ситуаций ГТС, уточнение критериев безопасности.

2.2.1 Преднамеренный взрыв кем-либо плотины ГЭС.

Цель диверсии – прорыв плотины с остановкой ГЭС на длительный срок, затопление с разрушением территории с постройками и нижележащих объектов и населенных пунктов.

Для предотвращения этой ситуации необходимо в период обострения политического положения обеспечить постоянный обход территории строительства военизированной охраной.

2.2.2.Основные положения определения уровня риска различных аварий, общей оценки уровня безопасности сооружений.

В настоящей Декларации дана оценка риска и опасности ГЭС - II категории. Опасность и риск аварий на напорных ГЭС определились по таблицам 16.4, 16.5, 16.6.

Таблица 16.4 - Опасность аварии

№ п/п	Опасность	Балл (Н)
1.	Авария, которая может привести к разрушению плотины возникновению опасности для нижерасположенной территории	5
2	Авария, которая ведет к возникновению опасности для эксплуатационного персонала	4
3	Авария, которая может вызвать перебои в подаче воды на орошение и электроснабжение	3
4	Авария, ведущая к значительным ремонтным работам	2
5	Авария, не вызывающая серьезных последствий	1

Таблица 16.5 - Риск аварии

№ п/п	Риск аварии	Балл (Р)
1	Неотвратимый	3
2	Возможен в ближайшие 3-5 лет	2
3	Возможный в будущем	1

Таблица 16.6

HxP	Необходимые действия
1-2	Наблюдения
3-5	Планирование ремонтных работ в течении 3-5 лет
6-8	Ремонтные работы в течение года или сезона
9-12	Немедленный срочный ремонт
15	Аварийная ситуация, требующая снижения уровня воды в водохранилище, ввод в действие системы оповещения, срочный ремонт

2.2.3 Основные результаты оценки безопасности сооружений

Вероятность сценария при (HxP) = 5 – следует считать не значительной.

3. Готовность ГТС к локализации и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций

Предупреждение и ликвидация ЧС осуществляется согласно плану службы гражданской защиты (ГЗ) на мирное и военное время. Планирование и выполнение мероприятий по ГЗ осуществляется в соответствии с требованиями приказа и распоряжениями начальника ГЗ и штаба службы Энергетики области.

Защита рабочих и служащих осуществляется в противорадиационных укреплениях. Имеется план эвакуационной комиссии ГЭС по выполнению основных мероприятий при угрозе и возникновению аварии, катастроф и стихийных бедствий.

3.1 Модернизация системы АСУ затворами, системы раннего предупреждения и оповещения.

3.1.1.Установка системы АСУ затворами предусмотрена в процессе наладочных работ.

3.1.2 Система раннего предупреждения и оповещения населения и органов местного самоуправления, на территории которого расположена ГЭС, о прогнозируемых и возникших чрезвычайных событий с ведома начальника ЧС через местное радио.

3.2 Описание плана действий эксплуатационного персонала ГЭС в аварийных ситуациях (ПДАС).

- для выполнения работ в аварийных ситуациях в периодах осенне-зимних и паводково-ливневых действуют аварийные бригады во главе руководящего персонала.
- действует общепринятая установка для работников энергопредприятий об их готовности к работе в аварийных ситуациях в любое время суток.
- проводятся периодические инструктажи и техучеба для членов аварийных бригад.

4. Заключение

4.1.Итоговая оценка безопасности ГТС

Безопасность гидротехнических сооружений ГЭС на реке Кора в основном обеспечена.

4.2. Перечень основных причин снижения безопасности ГТС.

Основным свойством, определяющим надежность строительных конструкций, зданий и сооружений в целом, является безотказность их работы – способность сохранять заданные эксплуатационные качества в течение определенного срока службы.

Явлениями, при которых возникает необходимость прекращения эксплуатации сооружения, являются разрушения любого характера, качественные изменения конфигурации, чрезмерные деформации конструкций в результате ползучести, пластичности, сдвига в соединениях, образования и раскрытия трещин; чрезмерные деформации основания и т.п.

Строительные конструкции и основания рассчитаны по методу предельных состояний первой и второй группы, основными положениями которых является обеспечение безотказной работы конструкций и оснований, обеспечение их прочности, устойчивости и недопущение вышеуказанных явлений, требующих прекращения эксплуатации сооружений.

Основными причинами, снижающими уровень безопасности сооружений, могут быть: некачественная подготовка основания, нарушение технологии укладки бетона, наличие участков некачественного бетона, некачественная гидроизоляция. Возможно также развитие температурных трещин вследствие неравномерного разогрева бетона подземного массива при работе агрегатов ГЭС.

В задачи авторского надзора и служб контроля входит выявление, недопущение и устранение всех нарушений в ходе строительства и эксплуатации сооружений. При производстве строительно-монтажных работ производился ежедневный авторский надзор постоянного персонала. Все изменения согласовывались главным инженером проекта.

На момент выпуска настоящей Декларации строительство комплекса сооружений гидроузла не начато. Полная оценка и анализ состояния и работы сооружений ГЭС будет выдана в последующих выпусках Деклараций безопасности после пуска гидроагрегатов ГЭС.

4.3. Перечень основных мероприятий по обеспечению безопасности ГТС.

4.3.1. Постоянное дежурство на пульте управления квалифицированного и обученного персонала.
4.3.2. Обобщение и анализ результатов наблюдений геодезическими методами с точки зрения их соответствия проектным значениям.
4.3.3 Обеспечение необходимого запаса материалов и запасных частей для своевременного ремонта, ликвидации поломок, неисправностей, аварий.

Выводы, содержащие перечень необходимых мероприятий и условий, при выполнении которых возможна эксплуатация ГЭС.

Для обеспечения безопасной эксплуатации ГЭС необходимо выполнение следующих мероприятий:

- Установка КИА, разработка и внедрение АСДК.
- Разработка критериев безопасности гидросооружений, проведение работ по уточнению правил эксплуатации и продолжение работ по усовершенствованию методик анализа данных натурных наблюдений.
- Проведение детального обследования бетонных обделок, металлических облицовок и подводящих водоводов ГЭС.

18. Система обеспечения комплексной безопасности и антитеррористической защищенности для особо важных объектов, большепролетных сооружений и высотных зданий, их комплексов.

В связи с отсутствием в данном проекте особо важных объектов, большепролетных сооружений, а также высотных зданий и комплексов, данным разделом предусматриваются на период эксплуатации следующие мероприятия:

- объединенние диспетчеризации и управление взаимоувязанной системой обеспечения комплексной безопасности и антитеррористической защищенности, предусмотренной в 10.1 Система видеонаблюдения, Диспетчерское управление и связь 10.2, настоящей записки;

- электронный мониторинг состояния основного гидросилового оборудования, инженерных систем, охранной, противопожарной и тревожно-вызовной сигнализации, устройств оповещения, охранного и аварийного освещения, охранного видео наблюдения, контроля и управления доступом к путям эвакуации, а также проходов и площадок, обеспечивающих рассредоточение эвакуируемых людей, предусмотренных настоящей общей пояснительной запиской, а также альбомами чертежей 005-2021-АПС, 005-2021-ОС, 005-2021-СС, 005-2021-ТХ;

- организация, управление и обеспечение эвакуации людей из здания станции в помещение ПРУ, в случае возникновения пожарной, взрывной, радиационной, химической, бактериальной опасности, угрозы чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, иных бедствий и террористических акций, все мероприятия описаны в «15.Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» настоящей записки;

- организация, управление и обеспечение сохранности и эвакуации документов и ценностей должна быть обеспечена эксплуатационным персоналом заблаговренно до начала сдачи объекта в эксплуатацию, с обязательным оборудованным помещением под хранение технической документации;

- снижение уровня материально-технического ущерба от последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, иных бедствий и террористических акций. Все возможные мероприятия по предотвращению ущерба должны быть рассмотрены и зафиксированны с дальнейшими действиями службой эксплуатации заблаговременно до пуска объекта в эксплуатацию;

- организация контрольно-пропускного пункта при входе на территорию пристанционной площадки, предусмотрен в альбоме чертежей 005-2021-ГП, настоящего проекта.

19. Финансово-экономический раздел

19.1. Оценка экономической и социальной эффективности проекта

Строительство ГЭС-3 на р. Кора будет иметь положительное социальное значение для жителей не только Талдыкорганского региона, но и для всей Алматинской области.

По степени социальной важности необходимо отметить следующее:

1. Располагая установленной мощностью 26,0 МВт и выработкой электроэнергии 95,6 млн. кВтч в год, ГЭС повысит область покрытия нагрузок Алматинской области собственными источниками, будет способствовать поддержанию качества электроэнергии и надежность снабжения потребителей.

2. На долю топливно-энергетического комплекса Казахстана приходится 0.5% от мировых выбросов CO2, поэтому снижение показателей выбросов парниковых газов для Казахстана является актуальной проблемой.

Атмосферный воздух – одна из сред обитания человека. От его качества во многом зависит здоровье человека, уровень физического развития, репродуктивные возможности, подверженность заболеваниями продолжительность жизни.

В связи с этим строительство объектов гидроэнергетики на возобновляемых водных ресурсах становится приоритетным. Сооружение ГЭС позволит сократить количество выбросов CO2 на 0.1 млн. тонн ежегодно. Кроме того, сократится количество таких выбросов, как NO2, SO2 и твердых частиц, выделяемых тепловыми электростанциями.

В конечном итоге, это позволит улучшить качество атмосферного воздуха, а значит, снизить антропогенную нагрузку на население и улучшить экологическую обстановку.

3. Объекты инфраструктуры, создаваемые для строительства и эксплуатации ГЭС (подъездные дороги, линии электропередач и связи) улучшат транспортное и информационное обеспечение региона расположения ГЭС и инициируют их ускоренное экономическое развитие.

4. Строительство такого энергетического объекта, как ГЭС, решает в определённой степени проблему занятости населения. В период строительства станции потребуется более 250 человек строительно-монтажных кадров. В период эксплуатации общее число промышленно-производственного персонала составит около 20 чел.

5. Реализация проекта даст импульс к развитию образования в части подготовки квалифицированных кадров в области энергетики, повысит интерес молодежи к освоению инженерных специальностей: гидротехников, электроэнергетиков, монтажников и строителей сложных энергетических объектов.

Таким образом, реализация социально важного проекта строительства ГЭС в Талдыкорганском регионе Алматинской области позволит обеспечить возрастающие потребности в электроэнергии, повысить надежность и качество его электроснабжения, улучшить экологическую обстановку, создать новые рабочие места, повысить занятость, уровень благосостояния и комфортность проживания населения региона.

19.2. Финансово-экономический анализ

Оценка эффективности инвестиций выполнена в соответствии с требованиями «Правил разработки, согласования, утверждения и состава технико-экономических обоснований на строительство инвестиционных проектов», «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов».

Расчеты эффективности инвестиции ограничены 20-летним горизонтом рассмотрения (3 года – период строительства, 17 лет - период эксплуатации), не требующим дополнительных затрат на замену оборудования. Следует отметить, что гидростанции относятся к капиталоемким объектам, срок службы сооружений которых намного превышает расчетный период.

19.2.1. Объем и структура инвестиции в строительство объекта

Объем и структура инвестиций по данному проекту определены на основании планируемых объемов работ. Учитывая, что продолжительность строительства составляет 3 года, принят график финансирования и определены источники финансирования.

Таблица 19.1 – Структура инвестиций

№	Статьи затрат	Стоимость, млн. тенге
1	СМР	6 229,93
2	Оборудование	1 944,73
3	Прочие	2 053,06
	Итого	**10 227,72**

Таблица 19.2 – График инвестиций

№	Наименование	Общая стоимость, млн. тенге	Финансирование по годам, млн. тенге		
			2021	2022	2023
1	ГЭС-3 на реке Кора	**10 227,72**	3 635,87	5 984,1	607,75

Потребность в финансировании настоящего проекта планируется покрыть за счет использования собственных средств потенциальных инвесторов, вкладываемых в акционерный капитал, а также заемного финансирования.

19.2.2. Основные исходные данные и принятые допущения для анализа

В представленной ниже таблице описываются основные параметры, используемые в финансово-экономическом анализе.

Таблица 19.3 – Основные параметры по проекту принятые для анализа

№	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	Установленная мощность ГЭС	МВт	26,0
2	Среднемноголетняя выработка электроэнергии	Млн. кВт.ч.	95,6
3	Объем инвестиций по проекту	Млн.тенге	10 227,72
4	Продолжительность строительства	Лет	3
5	Горизонт рассмотрения проекта	лет	15
6	Общая численность работников на период	чел	21

№	Наименование	Ед. изм.	Значение
	эксплуатации		
7	Среднегодовой уровень инфляции	%	7
8	Ставка дисконтирования	%	12

Предполагаемый период эксплуатации станции составляет не менее 45-50 лет. При этом, допускается что гидроагрегаты могут прослужить намного дольше. В соответствие с действующим в республике законодательством при проведении анализа были использованы следующие величины налоговых отчислений и сборов, применяемых в отношении гидроэлектростанций:

- Налог на добавленную стоимость - 12%;
- Корпоративный подоходный налог - 20 %;
- Социальный налог – 11%;
- Налог на имущество – 1,5% от стоимости зданий и сооружений;
- Плата за водопользование - 0,0101 тенге/кВтч.

Кроме того, в расчетах приняты следующие нормы амортизации:

- Для зданий и сооружений – 2%;
- Для механизмов и технологического оборудования – 3%

В расчетах принято, что выработка электроэнергии начинается с середины 2023 года.

19.2.3. Прогнозируемый объем продаж (расчет доходов)

Формирование доходной части проекта осуществляется за счет доходов от реализации электроэнергии, вырабатываемой на станции. Среднегодовая выработка электроэнергии ГЭС составляет 95,6 млн. кВтч.

В соответствие с Законом РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», генерирующие объекты, использующие возобновляемые источники энергии могут осуществлять реализацию всего объема вырабатываемой электрической энергии расчетно-финансовому центру по аукционным ценам. Аукционная цена, сложившаяся по итогам аукционных торгов составила 15,48 тенге за 1 кВт.ч без НДС.

Учитывая положения вышеуказанного Закона, прогнозные значения тарифов приняты исходя из аукционного тарифа с последующей его ежегодной индексацией в размере 7-8% в год.

Таблица 19.4 – Прогнозные значения отпускных тарифов на период 2022-2030 годы

Период (годы)	Отпускной тариф, тенге за 1 кВт.ч, без НДС
2023	15,48
2024	16,75
2025	18,12
2026	19,61
2027	21,22
2028	22,96
2029	24,84
2030	26,88

Период (годы)	Отпускной тариф, тенге за 1 кВт.ч, без НДС
2031	29,08
2032	31,46
2033	34,04
2034	36,84
2035	39,86
2036	43,12
2037	46,66
2038	50,49

Модель расчетов не предусматривает увеличение тарифов в часы пиковых нагрузок в связи с отсутствием в настоящее время такого дифференцирования. В этой связи, в данной работе принимается, что тариф на электроэнергию в часы пиковой нагрузки равен тарифу в часы внепиковой нагрузки.

19.2.4. Операционные издержки (расчет затрат)

Для планирования операционных затрат на ГЭС были проанализированы фактические статьи затрат нескольких существующих ГЭС Казахстана и приняты в качестве аналога.

Ежегодный коэффициент инфляции по статьям эксплуатационных расходов принят в размере 7% на весь расчетный период.

В период эксплуатации станции, предусматриваются следующие статьи затрат:

Прямые затраты состоят из затрат на оплату труда производственного персонала – электромонтеров и гидрообходчиков, социального налога и отчислений на их зарплату, затрат на технологическое обслуживание оборудования гидроэлектростанций, расходов на электроэнергию для собственных нужд и затрат по списанию материалов.

Накладные производственные расходы включают в себя износ основных средств, затраты по охране труда, производственные услуги сторонних организаций, прочие неучтенные расходы производственной деятельности и расходы общеадминистративного характера.

Расчет годовых фондов оплаты труда произведен в соответствии со штатным расписанием, наряду с прочими текущими затратами представлен в Таблице 19.5.

Таблица 19.5 – Текущие затраты, тыс. тенге

Текущие (операционные) затраты	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Прямые производственные расходы											
Расходы на электроэнергию для собственных нужд и потери	тыс. тенге	0	0	1 403	6 304	6 432	6 570	6 717	6 874	7 043	7 220
Материальные затраты	тыс. тенге	0	0	1 750	3 210	3 435	3 675	3 932	4 208	4 502	4 817
Общие производственные расходы											
Амортизация	тыс. тенге	0	0	62 664	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654
Эксплуатационное обслуживание	тыс. тенге	0	0	37 507	68 798	73 614	78 767	84 281	90 181	96 493	103 248
Расходы по текущему ремонту	тыс. тенге	0	0	1 750	3 180	3 339	3 506	3 681	3 865	4 059	4 262
Расходы по диспетчеризации	тыс. тенге	0	0	29 463	42 413	45 382	48 559	51 958	55 595	59 486	63 651
Плата за водопользование	тыс. тенге	0	0	6 105	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214
Налоги (налог на имущество, земельный налог)	тыс. тенге	160	240	35 228	138 435	135 627	132 819	130 010	127 202	124 393	121 585
Прочие расходы	тыс. тенге	0	0	1 050	1 908	2 022	2 144	2 272	2 409	2 553	2 553
Административные расходы											
Зарплата административного персонала	тыс. тенге	1 760	2 640	3 690	7 250	7 685	8 147	8 635	9 153	9 703	10 285
Соцналог на зарплату	тыс. тенге	174	261	365	718	761	807	855	906	961	1 018
Прочие расходы	тыс. тенге	0	0	0	1 200	1 272	1 348	1 429	1 515	1 606	1 686
Итого	**тыс. тенге**	**2 094**	**3 141**	**180 975**	**532 285**	**538 438**	**545 209**	**552 640**	**560 776**	**569 667**	**579 193**

Текущие (операционные) затраты	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Прямые производственные расходы											
Расходы на электроэнергию для собственных нужд и потери	тыс. тенге	7 410	7 612	7 829	8 061	8 310	8 575	8 859	9 163	9 488	9 835
Материальные затраты	тыс. тенге	5 155	5 515	5 901	6 315	6 757	7 230	7 736	8 277	8 856	9 476
Общие производственные расходы											
Амортизация	тыс. тенге	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654

Эксплуатационное обслуживание	тыс. тенге	110 475	118 208	126 483	135 337	144 810	154 947	165 794	177 399	189 817	203 104
Расходы по текущему ремонту	тыс. тенге	4 475	4 698	4 933	5 180	5 439	5 711	5 996	6 296	6 611	6 942
Расходы по диспетчеризации	тыс. тенге	68 106	72 873	77 975	83 433	89 273	95 522	102 209	109 363	117 019	125 210
Плата за водопользование	тыс. тенге	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214	8 214
Налоги (налог на имущество, земельный налог)	тыс. тенге	118 777	115 968	113 160	110 352	107 543	104 735	101 926	99 118	96 310	93 501
Прочие расходы	тыс. тенге	2 553	2 553	2 553	2 553	2 553	2 553	2 553	2 553	2 553	2 553
Административные расходы											
Зарплата административного персонала	тыс. тенге	10 902	11 556	12 249	12 984	13 763	14 589	15 465	16 392	17 376	18 419
Соцналог на зарплату	тыс. тенге	1 079	1 144	1 213	1 285	1 363	1 444	1 531	1 623	1 720	1 823
Прочие расходы	тыс. тенге	1 770	1 859	1 952	2 050	2 152	2 260	2 373	2 491	2 616	2 747
Итого	**тыс. тенге**	**589 570**	**600 857**	**613 117**	**626 418**	**640 831**	**656 434**	**673 309**	**691 544**	**711 234**	**732 479**

Как видно из таблицы, средняя годовая стоимость эксплуатации и технического обслуживания объекта, после его ввода в эксплуатацию составляет 612,0 млн. тенге или 6,4 тенге на 1 кВт.ч. вырабатываемой электроэнергии.

19.2.5. Результаты анализа

Для целей финансово-экономического анализа, горизонт рассмотрения проекта принят на уровне 20 лет с момента привлечения инвестиций. Показатели эффективности инвестиций, в том числе чистая приведенная стоимость (NPV) и внутренняя норма доходности (IRR) рассчитывались методом дисконтированных денежных потоков.

19.2.6. Финансовые результаты

Ниже представлены сводные результаты финансово-экономического расчета, включая прогнозируемый отчет о прибылях и убытках и отчет о движении денежных средств.

Таблица 19.6 – Прогнозируемый отчет о прибылях и убытках, тыс. тенге

Отчет о прибылях и убытках	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто)	тыс. тенге	0	0	799 083	1 581 332	1 711 001	1 851 303	2 003 110	2 167 365	2 345 089	2 537 386
- Себестоимость проданных товаров	тыс. тенге	2 094	3 141	172 658	517 400	522 594	528 339	534 674	541 639	549 278	557 498
оплата труда	тыс. тенге	1 760	2 640	3 690	7 250	7 685	8 147	8 635	9 153	9 703	10 285
налоги, относимые на текущие затраты	тыс. тенге	334	501	35 593	139 153	136 388	133 625	130 865	128 108	125 354	122 603
производственные расходы	тыс. тенге	0	0	70 711	120 342	127 867	135 913	144 520	153 724	163 567	173 956
амортизация	тыс. тенге	0	0	62 664	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654
Валовая прибыль	тыс. тенге	**-2 094**	**-3 141**	**626 426**	**1 063 932**	**1 188 407**	**1 322 964**	**1 468 436**	**1 625 726**	**1 795 811**	**1 979 888**
- Коммерческие расходы	тыс. тенге										
- Административные расходы	тыс. тенге	0	0	0	1 071	1 136	1 204	1 276	1 353	1 434	1 506
Прибыль (убыток) от продаж	тыс. тенге	**-2 094**	**-3 141**	**626 426**	**1 062 860**	**1 187 271**	**1 321 760**	**1 467 160**	**1 624 373**	**1 794 377**	**1 978 382**
- Проценты к уплате	тыс. тенге	0	0	132 429	460 015	348 496	236 977	125 457	21 683	0	0
+ Поступление субсидий по %	тыс. тенге	0	0	52 971	184 006	139 398	94 791	50 183	8 673	0	0
Прибыль до налогообложения	тыс. тенге	**-2 094**	**-3 141**	**546 968**	**786 851**	**978 174**	**1 179 574**	**1 391 885**	**1 611 363**	**1 794 377**	**1 978 382**
- Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль (убыток)	тыс. тенге	**-2 094**	**-3 141**	**546 968**	**786 851**	**978 174**	**1 179 574**	**1 391 885**	**1 611 363**	**1 794 377**	**1 978 382**
- дивиденды	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= нераспределенная прибыль	тыс. тенге	-2 094	-3 141	546 968	786 851	978 174	1 179 574	1 391 885	1 611 363	1 794 377	1 978 382
то же, нарастающим итогом	тыс. тенге	-2 094	-5 236	541 733	1 328 584	2 306 757	3 486 331	4 878 217	6 489 580	8 283 956	10 262 339

Отчет о прибылях и убытках	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Выручка (нетто)	тыс. тенге	2 745 452	2 970 579	3 214 166	3 477 728	3 762 901	4 071 459	4 405 319	4 766 555	5 157 413	5 580 321
- Себестоимость проданных товаров	тыс. тенге	566 480	576 277	586 944	598 543	611 138	624 798	639 597	655 614	672 932	691 643

оплата труда	тыс. тенге	10 902	11 556	12 249	12 984	13 763	14 589	15 465	16 392	17 376	18 419
налоги, относимые на текущие затраты	тыс. тенге	119 856	117 112	114 373	111 637	108 906	106 179	103 457	100 741	98 030	95 325
производственные расходы	тыс. тенге	185 068	196 954	209 668	223 268	237 815	253 376	270 021	287 826	306 872	327 246
амортизация	тыс. тенге	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654	250 654
Валовая прибыль	тыс. тенге	**2 178 972**	**2 394 302**	**2 627 222**	**2 879 184**	**3 151 763**	**3 446 661**	**3 765 722**	**4 110 941**	**4 484 481**	**4 888 677**
- Коммерческие расходы	тыс. тенге										
- Административные расходы	тыс. тенге	1 581	1 660	1 743	1 830	1 921	2 018	2 118	2 224	2 336	2 452
Прибыль (убыток) от продаж	тыс. тенге	**2 177 391**	**2 392 642**	**2 625 479**	**2 877 354**	**3 149 842**	**3 444 643**	**3 763 603**	**4 108 717**	**4 482 145**	**4 886 225**
- Проценты к уплате	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Поступление субсидий по %	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль до налогообложения	тыс. тенге	**2 177 391**	**2 392 642**	**2 625 479**	**2 877 354**	**3 149 842**	**3 444 643**	**3 763 603**	**4 108 717**	**4 482 145**	**4 886 225**
- Корпоративный подоходный налог	тыс. тенге	469 519	528 659	575 227	625 602	680 099	739 059	802 852	871 874	946 560	1 027 376
Чистая прибыль (убыток)	тыс. тенге	**1 707 872**	**1 863 983**	**2 050 252**	**2 251 753**	**2 469 742**	**2 705 584**	**2 960 752**	**3 236 843**	**3 535 585**	**3 858 849**
- дивиденды	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= нераспределенная прибыль	тыс. тенге	1 707 872	1 863 983	2 050 252	2 251 753	2 469 742	2 705 584	2 960 752	3 236 843	3 535 585	3 858 849
то же, нарастающим итогом	тыс. тенге	11 970 211	13 834 194	15 884 446	18 136 199	20 605 941	23 311 525	26 272 277	29 509 120	33 044 705	36 903 554

Таблица 19.7 – Прогнозируемый отчет о движении денежных средств, тыс. тенге

Отчет о движении денежных средств	**Ед. изм.**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Поступления от продаж	тыс. тенге	0	0	1 114 596	1 764 333	1 907 396	2 063 803	2 233 034	2 416 143	2 614 267	2 828 637
Зарплата	тыс. тенге	-1 760	-2 640	-3 690	-7 250	-7 685	-8 147	-8 635	-9 153	-9 703	-10 285
Общие затраты	тыс. тенге	0	0	-79 028	-135 227	-143 711	-152 783	-162 485	-172 860	-183 956	-195 650
Налоги	тыс. тенге	-334	-501	-99 819	-139 153	-136 388	-133 625	-130 865	-128 108	-191 857	-405 482
Выплата процентов по кредитам	тыс. тенге	0	-428 906	-549 850	-460 015	-348 496	-236 977	-125 457	-21 683	0	0
Прочие поступления (субсидирование % ставки)	тыс. тенге	0	171 562	219 940	184 006	139 398	94 791	50 183	8 673	0	0
Денежные потоки от операционной деятельности	тыс. тенге	**-2 094**	**-260 485**	**602 148**	**1 206 693**	**1 410 515**	**1 627 062**	**1 855 775**	**2 093 011**	**2 228 751**	**2 217 219**
Инвестиции в здания и сооружения	тыс. тенге	-3 832 026	-4 999 995	-704 678	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в оборудование и другие активы	тыс. тенге	-400 000	-1 965 305	-2 725	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	тыс. тенге	**-4 232 026**	**-6 965 300**	**-707 403**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Поступления акционерного капитала	тыс. тенге	4 234 121	3 312 839	935 844	0	0	0	0	0	0	0
Поступления кредитов	тыс. тенге	0	3 912 946	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов	тыс. тенге	0	0	-326 080	-782 592	-782 592	-782 592	-782 592	-456 498	0	0
Выплата дивидендов	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от финансовой деятельности	тыс. тенге	**4 234 121**	**7 225 785**	**609 764**	**-782 592**	**-782 592**	**-782 592**	**-782 592**	**-456 498**	**0**	**0**
Суммарный денежный поток за период	тыс. тенге	**0**	**0**	**504 509**	**424 101**	**627 923**	**844 470**	**1 073 183**	**1 636 513**	**2 228 751**	**2 217 219**
Денежные средства на конец периода	тыс. тенге	*0*	*0*	*504 509*	*928 610*	*1 556 533*	*2 401 003*	*3 474 186*	*5 110 699*	*7 339 450*	*9 556 669*

продолжение

Отчет о движении денежных средств	**Ед. изм.**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**
Поступления от продаж	тыс. тенге	3 060 585	3 311 553	3 583 100	3 876 915	4 194 822	4 538 797	4 910 978	5 313 679	5 749 400	6 220 851
Зарплата	тыс. тенге	-10 902	-11 556	-12 249	-12 984	-13 763	-14 589	-15 465	-16 392	-17 376	-18 419
Общие затраты	тыс. тенге	-208 158	-221 534	-235 841	-251 142	-267 508	-285 012	-303 733	-323 757	-345 174	-368 081
Налоги	тыс. тенге	-895 786	-977 661	-1 049 073	-1 126 578	-1 210 679	-1 301 920	-1 400 892	-1 508 231	-1 624 631	-1 750 837
Выплата процентов по кредитам	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие поступления (субсидирование % ставки)	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от операционной деятельности	тыс. тенге	**1 945 740**	**2 100 802**	**2 285 937**	**2 486 210**	**2 702 872**	**2 937 276**	**3 190 889**	**3 465 298**	**3 762 220**	**4 083 514**
Инвестиции в здания и сооружения	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в оборудование и другие активы	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	тыс. тенге	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Поступления акционерного капитала	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поступления кредитов	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплата дивидендов	тыс. тенге	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от финансовой деятельности	тыс. тенге	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Суммарный денежный поток за период	тыс. тенге	**1 945 740**	**2 100 802**	**2 285 937**	**2 486 210**	**2 702 872**	**2 937 276**	**3 190 889**	**3 465 298**	**3 762 220**	**4 083 514**
Денежные средства на конец периода	тыс. тенге	*11 502 409*	*13 603 211*	*15 889 148*	*18 375 358*	*21 078 230*	*24 015 506*	*27 206 395*	*30 671 693*	*34 433 912*	*38 517 427*

19.2.7. Показатели эффективности инвестиций

В целях расчета основных показателей эффективности инвестиций, произведен расчет чистого денежного потока и дисконтированного чистого денежного потока.

Таблица 19.8 – Чистый денежный поток, тыс. тенге

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Чистый денежный поток	-4 234 121	-7 225 785	-105 255	1 206 693	1 410 515	1 627 062
Дисконтированный чистый денежный поток	-4 113 635	-6 362 349	-124 579	820 863	858 125	884 977
Дисконтированный поток нарастающим итогом	-4 113 635	-10 475 984	-10 600 563	-9 779 701	-8 921 576	-8 036 599

Продолжение таблицы 19.8

	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Чистый денежный поток	1 855 775	2 093 011	2 228 751	2 217 219	1 945 740	2 100 802
Дисконтированный чистый денежный поток	902 153	909 253	865 431	768 202	600 193	578 365
Дисконтированный поток нарастающим итогом	-7 134 447	-6 225 194	-5 359 763	-4 591 561	-3 991 368	-3 413 004

Продолжение таблицы 19.8

	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Чистый денежный поток	2 285 937	2 486 210	2 702 872	2 937 276	3 190 889	3 465 298
Дисконтированный чистый денежный поток	561 969	545 774	529 815	514 118	498 708	483 603
Дисконтированный поток нарастающим итогом	-2 851 035	-2 305 260	-1 775 446	-1 261 328	-762 620	-279 017

Продолжение таблицы 19.8

	2039	2040
Чистый денежный поток	3 762 220	4 083 514
Дисконтированный чистый денежный поток	468 817	454 362
Дисконтированный поток нарастающим итогом	189 800	644 161

Таблица 19.9 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Ед. изм.	Показатели
Простой срок окупаемости	Лет	9,4
Дисконтированный срок окупаемости	Лет	18,4
Чистая текущая стоимость (NPV)	млн. тенге	644,2
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	12,7

Результаты расчетов показали, что при заложенных параметрах чистая приведенная стоимость (NPV) больше ноля, внутренняя норма доходности (IRR) имеет допустимое значение (>10%), сроки окупаемости являются более чем приемлемыми для аналогичных проектов в энергетической отрасли, в частности в гидроэнергетике.

Таким образом, можно констатировать, что проект является **привлекательным** при условии сохранения всех заложенных в расчете исходных технико-экономических параметров.

19.3. Технико-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели и результаты финансовых расчетов приведены ниже:

№	Наименование	Ед. изм.	Показатели
1	Установленная мощность ГЭС	МВт	26,0
2	Среднемноголетняя выработка электроэнергии	млн. кВтч	95,6
3	Планируемая стоимость строительства	млн.тенге	10 227,72
4	Удельные капитальные вложения:		
	на 1 кВт установленной мощности	тыс.тенге/кВт	393,4
	на 1кВтч выработки электроэнергии	тенге/кВтч	106,9
5	Общая численность работников на период эксплуатации	чел.	20
6	Расчетный период эксплуатации	лет	45-50
7	Среднегодовой уровень инфляции	%	7
8	Простой срок окупаемости	лет	9,4
9	Ставка дисконтирования	%	12
10	Дисконтированный срок окупаемости	лет	18,4
11	Чистая текущая стоимость (NPV)	млн. тенге	644,2
12	Внутренняя норма доходности (IRR)	%	12,7

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Задание на проектирование

Приложение №1-1
к Договору №63/18-2 от 15.06.2018г.
в редакции Дополнительного соглашения №2 от 04.02.2020г.

"Утверждаю"

Директор
ТОО «Коринская ГЭС-2»

Тукенов М.А.

"04" февраля 2020г.

Задание на разработку Проекта
«Строительство ГЭС-3 на реке Кора»

№ п/п	Наименование	Показатель
1.	**Заказчик**	Товарищество с ограниченной ответственностью «Коринская ГЭС-2».
2.	**Проектная организация (Исполнитель)**	Товарищество с ограниченной ответственностью «АСПМК-519».
3.	**Основание для разработки проекта**	- Настоящее задание на проектирование.
4.	**Стадия проектирования**	Двухстадийная разработка: - стадия «Проект» (П); - стадия «Рабочая документация» (РД) – выполняется после утверждения стадии «Проект». **Примечание: Стадия «Рабочая документация» (РД) – выполняется после получения положительного заключения комплексной вневедомственной экспертизы «Проекта» на основании отдельного договора.**
5.	**Местоположение строительства**	Республика Казахстан, Алматинская область, Ескельдинский район, выше г. Текели по течению р.Кора
6.	**Наименование проекта**	Строительство ГЭС-3 на реке Кора
7.	**Источник финансирования проекта**	Собственные и заемные средства Заказчика
8.	**Вид строительства**	Новое строительство
9.	**Основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность, производственная программа.**	Предварительные основные технико-экономические показатели ГЭС-3 на р. Кора: - установленная мощность ГЭС - 26,0 МВт, - среднемноголетняя выработка - 95,17 ГВтч. В ходе выполнения работ основные параметры могут быть уточнены и изменены.
10.	**Основные требования к оборудованию и строительной части**	Состав основных и вспомогательных сооружений проектируемых объектов:

№ п/п	Наименование	Показатель
		Основные сооружения: – бетонное перегораживающее сооружение (плотина); – водозаборное сооружение ГЭС; – отстойник; – напорный бассейн с аванкамерой и водоприемником ГЭС; – холостой водосброс; – напорный водовод из стеклопластиковых труб; – развилка из трех металлических труб; – здание станции; – сопрягающий участок; – отводящий канал.
11.	**Требования к технологии, режиму предприятия**	Круглосуточно
12.	**Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям.**	В соответствии с действующими нормами и правилами Республики Казахстан.
13.	**Выделение очередных и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия**	Не требуется
14.	**Требования и условия в разработке природоохранных мер и мероприятия**	Раздел ОВОС и мероприятия по охране окружающей среды разрабатываются силами специализированной организации по Договору с Заказчиком. Согласование с природоохранными органами РК производится разработчиком ОВОС с участием Заказчика.
15.	**Требования к режиму безопасности и гигиены труда**	Согласно требованиям СаНП и Н РК
16.	**Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны**	Разработать мероприятия по ГО и ЧС в соответствии с СН РК 1.02-03-2011 и приказа МВД РК от 24 октября 2014 года №732
17.	**Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ**	Не требуется
18.	**Требования по энергосбережению**	Предусмотреть применение технологий и оборудования на современном уровне в энергетической отрасли
19.	**Требования к составу Проектно-сметной документации**	Согласно СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» с учетом специфики объектов гидроэнергетики: - энергетический паспорт не требуется,

№ п/п	Наименование	Показатель
		- технологические решения выполнить с учётом поставки технологического оборудования от одного поставщика «под ключ».
20.	**Особые условия проектирования и строительства**	Сейсмичность района строительства 9 баллов по шкале MSK 64 (сейсмичность площадки уточняется на основе инженерных изысканий), высокогорье.
21.	**Режим работы ГЭС**	Работа ГЭС на естественном стоке р. Кора (без регулирования стока).
22.	**Гидросиловое и механическое оборудование**	Проект основного гидросилового оборудования (гидротурбин с системами регулирования, автоматики и гидрогенераторов с системами возбуждения), выполняется выбранным «Заказчиком» поставщиком оборудования с предоставлением Исполнителю: 1) Установочных чертежей, габаритные и весовые характеристики монтажных элементов; 2) Чертежей проточной части гидроагрегатов. Расчетов гарантий регулирования и определение времени закрытия запорного органа турбин (направляющего аппарата, предтурбинного затвора) и величину повышения давления при их закрытии; 3) Эксплуатационных характеристик гидроагрегатов; 4) Нагрузок на фундаменты от гидросилового оборудования, закладные части и штрабы; 5) Схем, технологических связей и чертежей установки вспомогательного оборудования (закладные и фундаменты); 6) Состава, схемы и закладных частей измерительной аппаратуры.
23.	**Перечень строительных материалов, изделий, конструкций и инженерного оборудования, закупаемого Заказчиком**	Гидросиловое и электротехническое оборудование в составе: - турбины; - генераторы; - оборудование системы автоматизации и управления; - оборудование системы собственных нужд станции; - оборудование масляной, водяной, воздушной и противопожарной систем; - подъемное оборудование (мостовой кран).
24.	**Требования по организации эксплуатации и ремонтного обслуживания объекта**	Организационная структура управления ГЭС и организация ремонтного обслуживания сооружений и оборудования решается совместно с Заказчиком. Определяется численность промышленно-производственного персонала ГЭС, даются общие рекомендации по организации эксплуатации.
25.	**Организация диспетчерского управления, связи и телемеханики, релейной защиты и противоаварийной**	Предусмотреть организацию диспетчерского управления, систему связи, телемеханики, релейной защиты и противоаварийной автоматики на ГЭС.

№ п/п	Наименование	Показатель
	автоматики	
26.	**Требования по разработке раздела связи и телекоммуникаций**	1. Предусмотреть передачу данных по существующей оптоволоконной линии связи, встроенной в грозозащитный трос ВЛ-110кВ. 2. В здании станции ГЭС установить требуемое оборудование связи. Оборудование определить проектом. 3. Предусмотреть оптоволоконную линию связи от здания станции ГЭС до Плотины по существующей ВЛ-10кВ в совместном подвесе. Ориентировочная длина трассы линии 4км. 4. На Плотине установить соответствующее оборудование связи. Оборудование связи определить проектом. 5. Предусмотреть выделение каналов для передачи данных СМиУ на пульт дежурного ГЭС. 6. Предусмотреть выделение каналов для передачи данных системы автоматизированного управления гидрозатворами на пульт дежурного ГЭС.
27.	**Требования по разработке раздела диспетчерско-голосовой связи, передачи телеинформации и информации коммерческого учета**	1. Предусмотреть каналы передачи данных для диспетчерско-голосовой связи между зданием станции ГЭС и плотиной ГЭС, с пропускной способностью между абонентами 100 Кбит/сек в каждом направлении на один активный сеанс связи. В качестве устройств связи предусмотреть устройства с установлением сеанса связи по протоколу SIP. Дополнительное оборудование связи определить проектом. 2. Передачу информации коммерческого учета электроэнергии в НДЦ Системного оператора г. Нур-Султан осуществить по сети «Internet» по «FTP» протоколу по двум независимым трактам от здания ТОО «Каратал Транзит» в г. Талдыкорган; 3. Необходимо обеспечить гарантированное электропитание оборудования СДТУ на плотине ГЭС с использованием источника бесперебойного питания с аккумуляторными батареями (UPS), не менее чес на 1 час автономной работы в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей оборудования.
28.	**Требования по разработке раздела видеонаблюдения**	1. Предусмотреть канал передачи данных для видеосигнала в направлении от въездных ворот до видеорегистратора в здании станции с пропускной способностью не менее 20 Мбит/сек. 2. Предусмотреть канал передачи данных для видеосигнала в направлении от подстанции до видеорегистратора в здании станции с пропускной способностью не менее 20 Мбит/сек. 3. Предусмотреть канал передачи данных для

№ п/п	Наименование	Показатель
		видеосигнала в направлении от плотины ГЭС до видеорегистратора в здании станции с пропускной способностью не менее 50 Мбит/сек. 4. Интерфейс подключения вышеупомянутых каналов передачи данных для видеосигнала к оборудованию видеонаблюдения – Ethernet 100/1000BASE-T. 5. Предусмотреть места для установки коммутационного оборудования с поддерживаемой температурой в диапазоне 0..+50 градусов Цельсия. 6. Дополнительное оборудование связи определить проектом.
29.	**Требования по разработке раздела АСУ**	1. На ГЭС-3 на р.Кора запроектировать автоматизированную систему управления гидрозатворами водозабора. 2. Система должна предоставлять возможность ручного и автоматизированного регулирования процесса подачи водного потока на гидроагрегаты ГЭС. 3. Проект выполнить на базе современных микропроцессорных устройств. 4. Предусмотреть установку сенсорной операторской панели для функций мониторинга и управления. 5. Предусмотреть установку аварийного сброса затворов на плотине при: - внезапном отключении основного электропитания; - разрыве напорного водовода. 6. Предусмотреть ручной сброс затвора на плотине с кнопки на пульте дежурного ГЭС с дублированием сигнала по месту; 7. Предусмотреть на плотине аварийное питание от шкафа постоянного тока (ШПТ) для работы системы аварийного сброса затвора. Выбор ШПТ, мощность и тип батарей определить проектом.
30.	**Требования по рекультивации и благоустройству территории**	Предусмотреть рекультивацию земель, изымаемых под площадки и сооружения строительного периода. Предусмотреть в требуемом объеме благоустройство и озеленение площадки станционного узла.
31.	**Проектирование электро-, водо-, теплоснабжения и канализации на период эксплуатации объекта. Требования к ПОС**	Внутренние сети электро-, водо-, теплоснабжения и канализации объекта разрабатываются Исполнителем с учетом современных норм и требований. В ПОС определяется транспортная схема, потребность в материалах, строительных механизмах, трудовых ресурсах, потребность в воде и электроэнергии.
32.	**Состав и объем инженерных изысканий**	Работы по топографическим, гидрологическим и инженерно-геологическим изысканиям выполняются Заказчиком в необходимом объеме, в соответствии со СП РК 1.02-105-2014 «Инженерные изыскания для

№ п/п	Наименование	Показатель
		строительства. Основные положения», материалы передаются Исполнителю в работу.
33.	**Количество экземпляров частей проекта**	3 экз. на бумажном носителе 1 экз. в электронном виде
34.	**Исходные данные, передаваемые Заказчиком**	Заказчик в приложении к настоящему заданию передает исполнителю следующие материалы: – Постановления, решения местных органов власти на земельный участок для проектирования и строительства объекта; – Акт отвода земли, гос.акт, архитектурно-планировочное задание; – Технические условия на присоединение ГЭС к инженерным сетям и коммуникациям; – Материалы инженерных изысканий (Топографическая съемка). Согласования и экспертизы Проекта выполняются Заказчиком (при технической поддержке Исполнителя) и оплачиваются Заказчиком. Сроки проведения согласований и экспертиз не входят в срок разработки проекта. Исполнитель осуществляет самостоятельно инженерно-геологические и инженерно-гидрологические изыскания. Исполнитель по договору со специализированной организацией разрабатывает специальные разделы проекта.
35.	**Требования по казахстанскому содержанию**	В соответствии с письмом КДСиЖКХ МИнИР от 05.03.2019 года №30-02-3-213, максимально применить казахстанское содержание по оборудованию и материалам.
36.	**Требования по хоз-питьевому водоснабжению и водоотведению, пожаротушению, производственному водоснабжению и водоотведению**	В связи с отсутствием в горной местности городской инфраструктуры, коммуникаций, обеспечивающих потребности в обслуживании станции ГЭС, в том числе: питьевое водоснабжение, водоотведение, пожаротушение, производственное водоснабжение и водоотведение, аварийный сброс при пожаротушении, определить проектом.

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Коринская ГЭС-2»

Директор

_____ М.А. Тукенов

ИСПОЛНИТЕЛЬ:
ТОО «АСИМК-519»

Генеральный директор

_____ А.В. Сычев

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Лицензии

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

09.01.2001 года **ГСЛ № 07973**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "АСПМК-519"**

Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, улица Исаева, дом № 15., 88., БИН: 001040002533

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Проектная деятельность**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия **I Категория**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Коммунальное Государственное учреждение "Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ЖАКСЫМБЕТОВ КАЙЫРЖАН СЕРИКБАЕВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **09.01.2001**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Астана**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **ГСЛ № 07973**

Дата выдачи лицензии **09.01.2001 год**

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- I категория
  - Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
    - Плотин, дамб, других гидротехнических сооружений
    - Для энергетической промышленности
  - Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:
    - Общереспубликанских и международных линий связи (включая спутниковые) и иных видов телекоммуникаций
  - Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:
    - Систем внутреннего и наружного электроосвещения, электроснабжения до 0,4 кВ и до 10 кВ
    - Электроснабжения до 35 кВ, до 110 кВ и выше
    - Внутренних систем слаботочных устройств (телефонизации, пожарно-охранной сигнализации), а также их наружных сетей
    - Внутренних систем отопления (включая электрическое), вентиляции, кондиционирования, холодоснабжения, газификации (газоснабжения низкого давления), а также их наружных сетей с вспомогательными объектами
    - Внутренних систем водопровода (горячей и холодной воды) и канализации, а также их наружных сетей с вспомогательными объектами
  - Архитектурное проектирование для зданий и сооружений первого или второго и третьего уровней ответственности (с правом проектирования для архитектурно-реставрационных работ, за исключением научно -реставрационных работ на памятниках истории и культуры), в том числе:
    - Генеральных планов объектов, инженерной подготовки территории, благоустройства и организации рельефа
  - Строительное проектирование (с правом проектирования для капитального ремонта и (или) реконструкции зданий и сооружений, а также усиления конструкций для каждого из указанных ниже работ) и конструирование, в том числе:
    - Металлических (стальных, алюминиевых и из сплавов) конструкций
    - Бетонных и железобетонных, каменных и армокаменных конструкций
    - Оснований и фундаментов

Производственная база

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

(местонахождение)

Лицензиат	**Товарищество с ограниченной ответственностью "АСПМК-519"** Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, улица Исаева, дом № 15., 88., БИН: 001040002533 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
Лицензиар	**Коммунальное Государственное учреждение "Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы .** (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	ЖАКСЫМБЕТОВ КАЙЫРЖАН СЕРИКБАЕВИЧ фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара
Номер приложения к лицензии	001
Дата выдачи приложения к лицензии	13.05.2013
Срок действия лицензии	
Место выдачи	г.Алматы

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **ГСЛ № 07973**

Дата выдачи лицензии **09.01.2001 год**

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:
  - Местных линий связи, радио-, телекоммуникаций
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
  - Конструкций башенного и мачтового типа

Производственная база **город Алматы, ул.Исаева, дом 15, пом., 88/87.**

(местонахождение)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "АСПМК-519"**

Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, улица Исаева, дом № 15., 88., БИН: 001040002533
(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар **Коммунальное Государственное учреждение "Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы .**
(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) ЖАКСЫМБЕТОВ КАЙЫРЖАН СЕРИКБАЕВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии 002

Дата выдачи приложения к лицензии 01.07.2013

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Алматы

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "АСПМК-519"**

Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, улица Исаева, дом № 15., 88., БИН: 001040002533

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **г.Алматы, ул.Исаева, 15, пом. 87**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии **I Категория**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Коммунальное Государственное учреждение "Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ЖАКСЫМБЕТОВ КАЙЫРЖАН СЕРИКБАЕВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения 003

Срок действия

Дата выдачи приложения 09.07.2015

Место выдачи г.Алматы

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии ГСЛ № 07973

Дата выдачи лицензии 09.01.2001 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:
  - Схем электроснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке электрической энергии в системе застройки, а также электроснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "АСПМК-519"**

Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, улица Исаева, дом № 15., 88., БИН: 001040002533

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **город Алматы, ул.Исаева, дом 15, пом. 88, ВП 87.**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии **I Категория**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Коммунальное Государственное учреждение "Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ЖАКСЫМБЕТОВ КАЙЫРЖАН СЕРИКБАЕВИЧ**

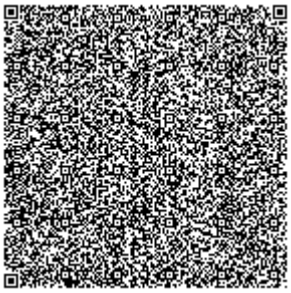
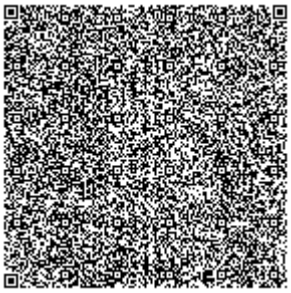
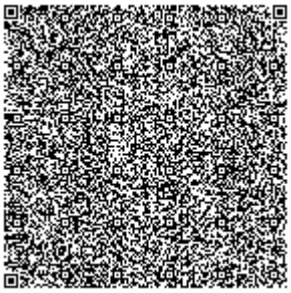
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Номер приложения

Срок действия

Дата выдачи приложения	13.10.2016
Место выдачи	г.Алматы


Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии ГСЛ № 07973

Дата выдачи лицензии 09.01.2001 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
  - Для подъемно-транспортных устройств и лифтов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "АСПМК-519"**

Республика Казахстан, г.Алматы, Алмалинский район, улица Исаева, дом № 15., 88., БИН: 001040002533

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **г.Алматы, ул.Исаева 15 оф.помещение 88, н.п. 87**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии **I Категория**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Коммунальное Государственное учреждение "Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **МАНЗОРОВ БАГДАТ САЙЛАНБАЕВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения

Срок действия

Дата выдачи приложения 02.08.2018

Место выдачи г.Алматы

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Гидравлические и статические расчеты водосбросных и водопропускных сооружений

ГЭС-3 на р.Кора
СЭВ
Пропуск строительного расхода

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. Отм НПУ		1445
3. Отм ФПУ		1447
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
5. Строительный расход, $Q_{стр}$, $м^3/с$		10,0
Принято из условия пропуска минимального расхода в меженный период.		
6. Сечение водосброса корытообразного типа с габаритами:		
b - пролет, м		задается
h - глубина воды, м		задается
i - уклон		задается
7. L - длина водосброса от плотины до выхода, м		66,0

Расчет

Определяем **глубину реки** в верхнем и нижнем бьефах.

$Q = ω*c*(R*i)^{0.5}$, $м^3/м$ [2] фор.8-1

Принимаем русло реки трапецеидальное с откосом 1

Q_{06} - среднегодовой расход июня месяца, $м^3/с$	[3] таб.6	35,0
n - коэффициент шероховатости для русла в скале	[2] таб.8-2	0,040
b - ширина русла по дну, м		находим
$B_{ВБ}$ - ширина русла по верху воды в ВБ, м		9,5
$i_{ВБ}$ - уклон русла в ВБ		0,0570
$B_{НБ}$ - ширина русла по верху воды в НБ, м		10,0
$i_{НБ}$ - уклон русла в НБ		0,0640

Расчет ведем в табличной форме, задаваясь глубиной.

	ВБ
Q	35
b, м	7,66
$B_{ВБ}$, м	9,50
$h_{ВБ}$, м	0,92
$ω_{ВБ} = (B + b)*h/2$, $м^2$	7,89
$χ = b + 2*h*(2)^{0.5}$, м	10,26
$R = ω/χ$, м	0,77
n	0,045
$c = R^{0.167}/n$	21,27
i	0,0570
$Q = ω*c*(R*i)^{0.5}$	35,15
	НБ
Q	35
b, м	8,30
$B_{НБ}$, м	10,00
$h_{НБ}$, м	0,85
$ω_{НБ} = (B + b)*h/2$, $м^2$	7,78
$χ = b + 2*h*(2)^{0.5}$, м	10,70
$R = ω/χ$, м	0,73
n	0,045
$c = R^{0.167}/n$	21,07
i	0,0640
$Q = ω*c*(R*i)^{0.5}$	35,33

Принимаем глубину 1м

Водосброс работает в устойчивом безнапорном режиме.
Расчет ведется в табличной форме.
Пропускная способность водосброса определяется по формуле (8-1).

$Q=\omega*c*(R*i)^{0.5}$, $м^3/м$ 10,0

при $\omega = h*b$ - живое сечение, $м^2$

$\chi =2*(b+h)$ - смоченный периметр, м

$R=\omega/\chi$ - гидравлический радиус, м

$c=(1/n)*R^{0.167}$ - коэффициент, определяемый по формуле Павловского

n - коэффициент шероховатости для бетонной поверхности [2] с.78 0,016

	подводящий канал	НБ канал водосброса	при напол-нении 2м
Q	10	10	?
i	0,057	0,064	0,064
h	0,6	0,5	2,0
b	2,5	2,5	2,5
$\omega = b*h$	1,5	1,25	5
$\chi = b + 2*h$	3,7	3,5	6,5
$R = \omega/\chi$	0,4054	0,3571	0,7692
n	0,016	0,016	0,016
$c =R^{0.167}/n$	53,7524	52,6265	59,8207
$Q = \omega*c*(R*i)^{0.5}$	12,26	9,95	66,37
$V = Q/\omega$, м/с	8,17	7,96	13,27

Принимаем:

b - ширина сечения водосброса, м	2,50
h - глубина воды, м	0,60
Q - расход, $м^3/с$	10
h - глубина воды, м	2,00
Q - расход, $м^3/с$	66

Отм. порога водозабора СЭВ принимаем 1438,10

Отм. гребня перемычек принимаем по кривой ВБ Q = f(H)

Отм дна в месте размещения верховой перемычки, м	1438,25	
Отм воды перед верховой перемычкой, м	1439,13	
Запас, м	2,00	
Отм гребня верховой перемычки, м	1441,13	1441,20
Отм дна в месте размещения низовой перемычки, м	1433,21	
Отм.воды перед низовой перемычкой, м	1434,10	
Запас, м	1,00	
Отм. низовой перемычки, м	1435,10	1435,10

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Отчёт о результатах инженерно-гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.

ГЭС-3 на р.Кора
Строительно-эксплуатационный водосброс (СЭВ)
Не затопленный

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. отм.НПУ		1445,00
3. отм.ФПУ		1447,00
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
5. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[3], табл.14	281
		302
6. Габариты сечения донного водосброса:		
L - длина, м		измеряется
h - высота, м		задаемся
b - пролет, м		задаемся
7. отм.порога ВБ, м		1438,10
8. отм.лотка НБ, м		1434,00

Расчет

Строительно-эксплуатационный водосброс проходит через тело плотины
Условие работы - истечение в атмоферу.
Водосброс работает полным сечением.
Расчетная формула:

$Q = \mu*\omega*(2*g*H_д)^{0.5}$	[2] с.167	
μ - коэффициент расхода	[2] с.56	
$\mu = 1/(1 + \Sigma*\xi + \lambda*L/D)^{0.5}$	форм.5-42	
_Пазы затвора		
$b_п$ - ширина паза, м		0,40
b - ширина пролета, м		задаемся
$\xi_{паз} = f(b_п/b)$ - коэффициент потерь в пазах затворов	[4] с.40	по интерполяции
$b_п/b$		
n - количество затворов, шт		2,00
D = 4*R - гидравлический диаметр сечения, м		
R = ω/χ - гидравлический радиус, м		
$\omega = b*h$ - площадь сечения, $м^2$		
$\chi = 2*(b + h)$ - смоченный периметр, м		
h - высота сечения, м		задаемся
b - пролет сечения, м		задаемся
L - длина водосброса, м		измеряется
λ - коэффийиент сопротивления по длине		
по формуле А. Д. Альтшуля		
$\lambda=0.11*(k_э/D+68/Re)^{0.25}$	[2]с.33,п.4-3	
Re - число Рейнольдса		
$Re = V*D/v$	[2]с.31,п.4-1	
v - кинематический коэффициент вязкости воды		
$v = f(t°C) = f(15°)$, $м^2/с$	[2]с.13,п.1-12	0,00000114
$k_э$ - абсолютная величина шероховатости, м	бетон [2] с.78	0,0016
$H_д$ = ВБ - (отм лотка НБ + h) - действующий напор, м		

Расчет проводим в табличной форме, задаваясь расходом водосброса

	НПУ	ФПУ
Q, $м^3/с$	57	63
b, м	2,50	2,50
h, м	2,20	2,20
$b_п$, м	0,40	0,40
$b_п/b$	0,16	0,16
$\Sigma\xi = \xi_{паз} = f(b_п/b)$	0,080	0,080
$\omega = b*h$, $м^2$	5,50	5,50
$\chi = 2*(b + h)$, м	9,40	9,40
$R = \omega/\chi$, м	0,59	0,59
$D = 4*R$, м	2,34	2,34
$\nu = f(t°C) = f(15°)$, $м^2/с$	0,00000114	0,00000114
$V = Q/\omega$, м/с	10,36	11,45
$Re = V*D/\nu$	21276595,74	23516237,40
$k_э$, м	0,0016	0,0016
$\lambda=0.11*(k_э/D+68/Re)^{0.25}$	0,0178	0,0178
L, м	66,00	66,00
$\lambda*L/D$	0,5022	0,5021
$\mu = 1/(1 + \Sigma*\xi + \lambda*L/D)^{0.5}$	0,7950	0,7950
ВБ (НПУ...ФПУ), м	1445,00	1447,00
отм. лотка НБ, м	1434,00	1434,00
$Н_д$ = ВБ - (отм лотка НБ + h), м	8,80	10,80
$(2*g*Н_д)^{0.5}$	13,14	14,56
$Q = \mu*\omega*(2*g*Н_д)^{0.5,}$ $м^3/с$	57,5	63,7

Принимаем: - габариты СЭВа:

	принято
- b - ширина сечения, м	2,50
- h - высота сечения, м	2,20
- Qнпу - расход при НПУ, $м^3/с$	57
- Qфпу - расход при ФПУ, $м^3/с$	63
- Q - переливной части плотины, $м^3/с$	177
- Q - донного водосброса, $м^3/с$	62
- ΣQ - суммарный расход (СЭВ+поверхн+глубин), $м^3/с$	302

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Отчет о результатах инженерно – гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.□

ГЭС-3 на р.Кора
Донный водосброс
Не затопленный

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. Отм НПУ		1445,00
3. Отм ФПУ		1447,00
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
5. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[3], табл.14	281
		302
6. Габариты сечения донного водосброса:		
L - длина, м		измеряется
h - высота, м		задаемся
b - пролет, м		задаемся
7. отм.порога, м		1438,10
8. отм.лотка НБ, м		1435,10

Расчет

Донный водосброс проходит через тело плотины
Условие работы - истечение в атмоферу.
Водосброс работает полным сечением.
Расчетная формула:

$Q = \mu*\omega*(2*g*H_д)^{0.5}$	[2] с.56	
μ - коэффициент расхода	[2] с.56	
$\mu = 1/(1 + \Sigma*\xi + \lambda*L/D)^{0.5}$	форм.5-42	
_Пазы затвора		
$b_п$ - ширина паза, м		0,40
b - ширина пролета, м		задаемся
$\xi_{паз} = f(b_п/b)$ - коэффициент потерь в пазах затворов		по интерполяции
$b_п/b$	[4] с.40	
n - количество затворов, шт		2,00
D = 4*R - гидравлический диаметр сечения, м		
R = ω/χ - гидравлический радиус, м		
$\omega = b*h$ - площадь сечения, $м^2$		
χ = 2*(b + h) - смоченный периметр, м		
h - высота сечения, м		задаемся
b - пролет сечения, м		задаемся
L - длина водосброса, м		измеряется
λ - коэффийиент сопротивления по длине		
по формуле А. Д. Альтшуля		
$\lambda=0.11*(k_э/D+68/Re)^{0.25}$	[2]с.33,п.4-3	
Re - число Рейнольдса		
Re =V*D/v	[2]с.31,п.4-1	
v - кинематический коэффициент вязкости воды		
v =f(t°C)=f(15°), $м^2/с$	[2]с.13,п.1-12	0,00000114
$k_э$ - абсолютная величина шероховатости, м	бетон [2] с.78	0,0016
$H_д$ = ВБ - (отм лотка НБ + h) - действующий напор, м		

281 302

Расчет проводим в табличной форме, задаваясь расходом и габаритами сечения водосброса

	НПУ	ФПУ
Q, $м^3/с$	56	62
b, м	2,50	2,50
h, м	2,20	2,20
$b_п$, м	0,40	0,40
$b_п/b$	0,16	0,16
$\Sigma\xi = \xi_{паз} = f(b_п/b)$	0,080	0,080
$\omega = b*h$, $м^2$	5,50	5,50
$\chi = 2*(b + h)$, м	9,40	9,40
$R = \omega/\chi$, м	0,59	0,59
$D = 4*R$, м	2,34	2,34
$v = f(t°C)=f(15°)$, $м^2/с$	0,00000114	0,00000114
$V = Q/\omega$, м/с	10,18	11,27
$Re = V*D/v$	20903322,14	23142963,79
$k_э$, м	0,0016	0,0016
$\lambda=0.11*(k_э/D+68/Re)^{0.25}$	0,0178	0,0178
ВБ (НПУ...ФПУ), м	1445,00	1447,00
отм.порога, м	1438,10	1438,10
отм.порога НБ, м	1435,10	1435,10
L, м	49,50	49,50
$\lambda*L/D$	0,3766	0,3766
$\mu = 1/(1 + \Sigma*\xi + \lambda*L/D)^{0.5}$	0,8286	0,8286
$H_д$ = ВБ - (отм.лотка НБ + h), м	7,70	9,70
$Q = \mu*\omega*(2*g*H_д)^{0.5}$	56,01	62,87

Принимаем: - габариты донного водосброса:

	принято
- b - ширина сечения, м	2,50
- h - высота сечения, м	2,20
- Qнпу - расход при НПУ, $м^3/с$	56
- Qфпу - расход при ФПУ, $м^3/с$ донник	62
- Q - переливной части плотины, $м^3/с$	177
- Q - СЭВ, $м^3/с$	63
- ΣQ - суммарный расход (СЭВ+поверхн+глубин), $м^3/с$	302

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Отчет о результатах инженерно – гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.

ГЭС-3 на р.Кора
Переливная часть плотины

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. Отм НПУ		1445
3. Отм .ФПУ		находим
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
5. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[3], табл.14	281
		302

Расчет

Водослив практического профиля безвакуумного типа.

Расчетная формула:

$Q_{эк} = \varepsilon * m * b * (2*g)^{0.5} * h^{1.5}$ [2] с.63

где ε - коэффициент бокового сжатия	[2] с.64	
$\varepsilon = 1-0.1*n*\xi*(H_o/b)$	форм.6-11	
n - число боковых сжатий, шт		2
ξ - коэффициент формы устоев	[2] с.64	0,7
m - коэффициент расхода	[2] с.63, п.6-4	0,49
b - ширина водослива, м		задаемся
h - напор на водосливе а, м		задаемся

В первом приближении расчет водослива проводим для максимального рахода. Расчет проводим в табличной форме, задаваясь напором на водосливе с учетом бокового сжатия.

	паводок		паводок
b, м	34,00	30,00	30,00
h, м	2,65	2,00	2,90
m	0,48	0,48	0,48
$\varepsilon = 1-0.1*n*\xi*(h/b)$	0,99	0,98	0,97
n	2,00	4,00	4,00
ξ	0,70	0,70	0,70
$h^{1.5}$	4,3139	2,8284	4,9385
$(2*g)^{0.5}$	4,4294	4,4294	4,4294
$Q_{эк} = \varepsilon * m * b * (2*g)^{0.5} * h^{1.5}$	308,44	177,04	306,47
$Q_{эк}$	302	177	302

Принимаем:

- длина водосливной части, м	30,00
- H_o - глубина воды на водосливе , м.	2,00
- отм.ФПУ , м.	1447,00
- Q - расход , $м^3/с$	177,00

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Отчет о результатах инженерно – гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.

ГЭС-3 на р.Кора
Определение превышения гребня плотины

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. отм.НПУ		1445,00
3. отм.ФПУ		1447,00
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
5. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[3], табл.14	281
6. V_w - максимальная скорость ветра, м/с	[3] п.1.2	17
7. Угол наклона верхового откоса к горизонту		90
8. i_Уклон дна перед плотиной		0,063
9. L - длина разгона волны, м		322
10. d - глубина водохранилища, м		7,7
11. α_w - угол между продольной осью водоема и направлением ветра		0
12. Сейсмичность, балл	[3] п.7	9

Расчет

1 вариант

Находим **полное превышение гребня** над уровнем воды по формуле

$h_s = \Delta h_{set} + h_{run\,1\%} + a$, м — [1] п.5.12 — **0,897**

где: Δh_{set} - ветровой нагон волны, м

$\Delta h_{set} = (k_w * V_w^2 * L * \cos\alpha_w)/(g*(d+0,5*\Delta h_{set}))$ — [4] п.6*

k_w - коэффициент, принимаемый по табл.2* в зависимости от скорости ветра: 0,0000021

α_w - угол между продольной осью водоема и направлением ветра: 0

$\cos\alpha_w$: 1

Задаваясь Δh_{set}, находим ветровой нагон волны в табличной форме, м: 0,003

Δh_{set}, м	0,100	0,003
k_w	0,0000021	0,0000021
V_w, м/с	17	17
L. M	322	322
α_w	0	0
$\cos\alpha_w$	1	1
g	9,810	9,810
d, м	7,7	7,7
$k_w * V_w^2 * L * \cos\alpha_w$	0,195	0,195
$g*(d+0,5*\Delta h_{set})$	76,028	75,552
Δh_{set}, м	0,003	0,003

$h_{run\,1\%}$ - высота наката ветровых волн обеспеченностью 1%, м

$h_{run1\%} = k_r * k_p * k_{sp} * k_{run} * h_{1\%}$, м — [4] п.1.14* — **0,494**

k_r - коэффициент шероховатости (для бетонной плотины) — [4] таб.6 — 1

k_p - коэффициент проницаемости откоса — [4] таб.6 — 0,9

k_{sp} - коэффициент, принимаемый по табл. 7* — [4] таб.7* — 1,21

k_{run} - коэффициент, принимаемый по графикам рис.10* в зависимости от пологости волны

Находим элементы волны — [4] п.13

По рис.1 по верхней огибающей кривой в зависимости от $g*L/V_w^2$: 10,930

при $g*d/V_w^2$		0,261
Находим:		
$g*T/V_w = f(g*L/V_w^2)$ при $g*d/V_w^2$		0,930
отсюда $T = (f(g*L/V_w^2)*V_w)/g$ - средний период волны, с		1,612
По тойже кривой находим:		
$g*h_d/V_w^2 = f(g*L/V_w^2)$		0,0077
отсюда $h_d = (f(g*L/V_w^2)*V_w^2)/g$ - средняя высота волны, м		0,227
Далее находим		
$\lambda_d = (g*T^2)/(2*\pi)$ - средняя длина волны, м		4,057
Определяем k_{run} по рис.10		
$k_{run} = f(\lambda_d/h_d)$		2,0
λ_d/h_d		17,886
а - запас возвышения гребня плотины (для сооружения III кл), м	[2] п.6.2	0,4
Получаем отм.гребня плотины с учетом парапета, м	над ФПУ	1447,9
2 вариант		
Определение превышения при сейсмическом воздействии.		
$\Delta h = 0,4 + 0,76*(J- 6)$, м	[5] п.5.31	2,68
J - интенсивность землетрясения		9
Получаем превышение гребня плотины над уровнем воды, м		2,7
Получаем отм.гребня плотины с учетом парапета, м	над ФПУ	1449,7
Окончательно принимаем отм.гребня плотины с учетом парапета, м		1449,7

Литература

1. СНиП РК 3.04-02-2008_Плотины из грунтовых материалов
2. СНиП РК 3.04-03-2008_Плотины бетонные и железобетонные
3. Отчёт о результатах инженерно-гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.
4. СНиП 2.06.04-82*_Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)
5. СНиП II-7-81*_Строительство в сейсмических районах

ГЭС-3 на р.Кора
Водобойный колодец

Исходные данные

1. Класс сооружения	III
2. Отм НПУ	1 445,00
3. Отм ФПУ	1 447,00
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, м^3/с	22,8
5. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\ с}$ (0.5%), м^3/с	302
6. Отм.НБ при максимальном расходе 302м^3/с, м	1439,59
7. p_высота плотины, м	8,00
Переливная часть плотины (поверхностный водосброс)	
8. Расход поверхностного водосброса, $Q_{пов}$, м^3/с	116
9. Отм.порога водослива практического профиля (НПУ), м	1 445,00
10. $L_{пов}$_ширина поверхностного водосброса, м	20
Глубинный водосброс	
11. Количество отверстий, шт	2
12. Расход одного отверстия донного водосброса, $Q_{дон}$, м^3/с	100
13. Отм.порога донного водосброса, м	1 438,40
14. Сечение донного водосброса:	
b - пролет сечения, м	3
h - высота сечения, м	4
15. $L_{дон}$_ширина колодца на участке донного водосброса, м	9,6

Расчет

Определяем сжатое сечение сначала для участка поверхностного водосброса, потом для участка с глубинным водосбросом.

Участок с поверхностным водосбросом

__Определяем напор на водосливе с учетом скоростного напора.

$H_o = (q^2/(2*g*m^2))^{0.333}$ - напор на водосливе, м	[2], с.137	1,92
где q = $Q_{пов}$/b - погонный расход водосброса, м^3/м		5,80
Q - расход водослива, м		116,00
b - ширина водослива, м		20,00
m - коэффициент расхода водослива практического профиля	[2], с.66	0,49
или $H_o = H+V_o^2/(2*g)$ - напор на водосливе, м		2,01
где H - статический напор на водосливе, м		2,00
V_o - скорость подхода к водосливу, м		
V_o = Q/Ω - скорость подхода, м/с		0,45
$Q_{эк}$ с (0.5%), м3/с		281,00
Ω = B*Hпл - сечение перед плотиной, м2		628,50
B - ширина сечения перед плотиной, м		83,80
$H_{пл}$ - высота плотины (переливная часть), м		7,50

принимается по предыдущему расчету по донному водосбросу

__Глубину сжатого сечения определяем подбором.

$q = \varphi*h_c*(2*g*(p+H_o-h_c))^{0.5}$	[2], с.137	
φ - коэффициент скорости	[2], с.138	0,95
p - порог водослива, м		8,00

				h_c,м	
Q, м^3/с	116	116	116	116	
h_c,м	1,00	0,80	0,50	0,43	сжат сеч
φ	0,95	0,95	0,95	0,95	
p, м	8,00	8,00	8,00	8,00	
H_o, м	1,92	1,92	1,92	1,92	
q, м^3/м	13,91	11,02	6,79	5,82	
q, м^3/м	5,80	5,80	5,80	5,80	

Участок с глубинным водосбросом

__Определяем напор в конце водосброса (горизонтальный участок)
с учетом скоростного напора.

$H_o = H+V_o^2/(2*g)$ - напор в конце водосброса, м — 4,01

где H - статический напорв конце водосброса, м — 4,00

V_o - скорость в конце водосброса, м

$V_o = Q/\Omega$ - скорость подхода, м/с — 0,45

$Q_{эк}$ с (0.5%), м3/с — 281,00

$\Omega = B*Hпл$ - сечение перед плотиной, м2 — 628,50

B - ширина сечения перед плотиной, м — 83,80

$H_{пл}$ - высота плотины (переливная часть), м — 7,50

__Глубину сжатого сечения определяем подбором.

$q = \varphi*h_c*(2*g*(p+H_o-h_c))^{0.5}$ — [2], с.137

φ - коэффициент скорости — [2], с.138 — 0,95

p - порог водосброса, м — 1,00

$Q_{гл}$ - расход водосброса (2отв), м^3/с

принимается по предыдущему расчету по донному водосбросу — 200,00

$b_{гл}$ - ширина глубинного водосброса, м — 9,60

$q = Q_{гл}/b_{гл}$ - погонный расход в конце глубинного водосброса, м^3/м — 20,83

				h_c,м
Q, м^3/с	204	204	204	204
h_c,м	1,00	1,20	1,50	1,60
φ	0,95	0,95	0,95	0,95
p, м	1,00	1,00	1,00	1,00
H_o, м	4,01	4,01	4,01	4,01
q, м^3/м	10,32	12,58	16,11	17,31
q, м^3/м	20,83	20,83	20,83	20,83

Принимаем глубину сжатого сечения среднюю между двумя, полученными для разных участков

h_c,м — 0,68

__Находим критическую глубину

$h_{кр}=((\alpha*q_к^2)/g)^{0.333}$ — [2], с.139 — 2,27

α - коэффициент Кориолиса, связанный с с неравномерным распределением скоростей по сечению — [2], с.104 — 1,10

$q_к = Q_{экс}/b_к$ - погонный расход в колодце при паводке, м^3/м — 10,20

$Q_{экс}$ - расход в колодце при паводке, м^3/м — 302,00

$b_к$ - ширина колодца, м — 29,60

__Находим глубину, сопряженную с глубиной сжатого сечения h_c.

$h_{разд} = (h_c/2)*((1+8*(h_{кр}/h_c)^3)^{0.5}-1)$, м — [2], с.141 — 5,54

__**Расчет водобойного колодца** сводится к определению его глубины и длины.

Глубина водобойного колодца определяется из условий получения в нижнем бьефе за сооружением глубины t', равной или больше раздельной глубины $h_{разд}$ (сопряженной с глубиной сжатого сечения h_c у дна колодца).

$t' = d+t+\Delta z \geq h''_c = h_{разд}$

где $d = h_{раз} - t - \Delta z$ - глубина колодца, м — 1,48

t - глубина нижнего бьефа, м — по графику Q=f(h) — 3,59

отм. дна реки в НБ, м — 1436,00

отм. УВ нижнего бьефа, м — по графику Q=f(h) — 1439,59

Δz - перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло нижнего бьефа, м

$\Delta z = (V_б^2/(\varphi^2*2*g)) - (V_o^2/(2*g))$		0,47
φ - коэффициент скорости	[2], с.138	0,95
$V_б = Q_{экс}/\omega_р$ - средняя скорость в нижнем бьефе, м/с		3,36
$\omega_р$ - сечение в нижнем бьефе (принято по поперечному сечению с учетом графика Q=f(h), м^2		89,75
$V_o = Q_{экс}/(b_к*t')$ - средняя скорость в водобойном колодце, м/с		1,84
$d = h_{разд}-t-\Delta z$, м	[2], с.141	1,48
Принимаем глубину колодца - d, м		**1,50**
Длина водобойного колодца		
$L = 3*h_{разд}$	[5], с.220	16,61
Принимаем длину колодца - L, м		**17,00**

Рисберму принимаем, выполненную из железобетона:

толщиной, м		0,50
длиной, м	(1…2)*L	18,00
шириной, м		31,00

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Предварительная справка о максимальных расходах воды и твердом стоке р.Кара в створе проектируемой ГЭС
4. СНиП 2.06.06-5_Плотины бетонные и железобетонные
5. Штеренлихт Д.В. "Гидравлика" Том 2_1991г.
6. Справочник проектировщика под ред. В.П.Недриги_Гидротехнические сооружения_1983г.

ГЭС-3 на р.Кора

Расчет воронки размыва за СЭВ

Исходные данные

1. Q -расход водовыпуска, $м^3/с$	63,00
2. Трамплин - водослив прямоугольного профиля	
3. B - ширина трамплина, м	14,00
4. t - бытовая глубина, м	1,00
5. H_0 - глубина над порогом, м	0,40
6. a - высота от порога до дна, м	0,70
7. $\gamma_{гр}$ - объемный вес грунта	2,60

Расчет проводим по Киселеву, М. 1957г

1. Полная глубина в нижнем бьефе с учетом глубины ямы размыва	
$t_o=3,9q^{0,5}*(z_o/d_m)^{0,25}$, м	5,00
$q=Q/B$, $м^3/с$ на 1пм	4,50
z_o - перепад горизонтов верхнего и нижнего бьефов, м	13,30
d_m - диаметр зерен грунта, мм	100,00
2. Глубина воронки размыва	
$h=t_o-t$, м	**4,0**
3. Расстояние центра воронки размыва от сооружения	
$l=2\varphi^2*n*S*\cos\alpha*(\sin\alpha+(\sin^2\alpha+((h*\cos\alpha+2S*(1-n))/2\varphi^2*n*S)^{0,5})$, м	**16,9**

φ - коэффициент расхода водослива с широким порогом	0,90
$n=S_1/S$	0,85
S_1- расстояние от горизонта в.б. до носка трамплина, м	12,00
S- расстояние от горизонта в.б. до дна н.б., м	14,20
α°	14,00
$2\varphi^2*n*S*\cos\alpha$	18,86
$\sin\alpha$	0,2418
$\sin^2\alpha$	0,0585
$\cos\alpha$	0,9703
$(h*\cos\alpha+2S*(1-n))$	8,2775
$2\varphi^2*n*S$	19,44
Радиус воронки с учетом двойного откоса,м	**8,0**

Вывод: за концевым сооружением СЭВ образуется воронка размыва:
глубиной - 4,07м, радиусом по дну русла -8.15м
Расстояние от центра воронки до трамплина концевого сооружения -16,9м

ГЭС-3 на р.Кора
Определение заглубления входа водосброса

Образование воронок при истечении через большие отверстия наиболее часто наблюдается при малых напорах и всегда при опорожнении резервуаров.
Процесс истечения при этом оказывается сложным, связанным с вращением жидкости относительно осевой линии воронки.Интенсивность вращения может быть так велика, что воздушная полость (ядро) воронки пронизывает всю толщину жидкости, проникая в сливное отверстие.
При этом уменьшается рабочая площадь отверстия и его пропускная способность. Явление воронкообразования в настоящее время изучено очень мало.

Исходные данные

Донный водосброс участвует в пропуске эксплуатационных паводковых расходов и относится к III классу.

1. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[1], табл.14	281
		302
2. Отм.порога в ВБ, м		1438,55
3. Отм.лотка в НБ, м		1434,00
4. Сечение водосброса коробчатого типа с габаритами:		
b - пролет, м		2,50
h - высота, м		2,20
5. L - длина водосброса, м		91,00
6. Отм.воды в ВБ = НПУ, м		1445,00
7. Q - расход СЭВ при НПУ, $м^3/с$	из предыдущего расчета	63,00
8. n - количество отверстий, шт		1

Расчет

Критический напор, при котором происходит прорыв воздушного ядра воронки в донное отверстие можно определитб по формуле Р.Г.перельмана:

$$H_{кр}=0.5*D*(V_o/(9.81*D)^{0.5})^{0.56}, м$$ [2] п.5-8

где D = 4*R - гидравлический диаметр, м

R = ω/χ - гидравлический радиус, м

$ω = h*b$ - площадь сечения водосброса, $м^2$

$χ = 2*(b + h)$ - смоченный периметр, м

$V_o = Q/ω_o$ - средняя скорость в сжатом сечении, м/с

Q - расход одного отверстия водосброса при НПУ, $м^3/с$
принято из предыдущего расчета

$ω_o = ε*ω$ - сжатое сечение, м/с	[2] с.49	
ε = f(n) - коэффициент сжатия струи	[2] таб.5-1	
n = ω/Ω - отношение площади поперечного сечения водосброса	[2] п.5-2	
к площади поперечного сечения потока перед водосбросом	[2] с.50	
$Ω = h_в*b_в$ - площадь поперечного сечения потока перед водосбросом, м		130,00
$h_в$ - глубина потока перед водосбросом, м		6,50
$b_в$ - ширина потока перед водосбросом, м		20,00

Расчет проводим в табличной форме

Q,м³/с	63,00
b, м	2,50
h, м	2,20
$\omega = h*b$, м^2	5,50
$\chi = 2*(b + h)$, м	9,40
$R=\omega/\chi$, м	0,59
$D=4*R$, м	2,34
$b_в$, м	20,00
$h_в$, м	6,50
Ω, м	130,00
$n = \omega/\Omega$	0,04
ε	0,613
$\omega_c = \varepsilon*\omega$, м^2	3,37
$V_o=Q/\omega_c$, м/с	18,69
$H_{кр}=0.5*D*(V_o/(9.81*D)^{0.5})^{0.56}$, м	2,47
На чертеже	
Отм.оси сечен водосброса	1439,65
Отм.верха сечен водосброса	1440,75
Запас над верхом сечения	4,25
Напор до оси сечения	5,35

Вывод: по расчету видно, что напор до оси сечения 5,35м превышает расчетный 2,47м

Литература

1. Отчет о результатах инженерно – гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.□
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г

ГЭС-3 на р.Кора
Переливная часть водоприемника

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. отм.НПУ		1445
3. отм.ФПУ		задаемся
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
5. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[3], табл.14	281
		302

Расчет

Водослив практического профиля безвакуумного типа.

Расчетная формула:

$Q_{эк} = \varepsilon * m * b * (2*g)^{0.5} * h^{1.5}$ [2] с.63

где ε - коэффициент бокового сжатия [2] с.64

$\varepsilon = 1 - 0.1 * n * \xi * (H_o/b)$ форм.6-11

n - число боковых сжатий, шт		2
ξ - коэффициент формы устоев	[2] с.64	0,7
m - коэффициент расхода	[2] с.63, п.6-	0,49
b - ширина водослива, м		находим
h - напор на водосливе а, м		задаемся

В первом приближении расчет водослива проводим для максимального рахода.
Расчет проводим в табличной форме, задаваясь напором на водосливе с учетом бокового сжатия.

b, м	12,00
h, м	1,00
m	0,48
$\varepsilon = 1 - 0.1 * n * \xi * (h/b)$	0,99
n	2,00
ξ	0,70
$h^{1.5}$	1,0000
$(2*g)^{0.5}$	4,4294
$Q_{эк} = \varepsilon * m * b * (2*g)^{0.5} * h^{1.5}$	25,22
$Q_{эк}$	25

Принимаем:

- длина водосливной части, м	12,00
- H_o - глубина воды на водосливе , м.	1,00
- отм.порога водослива , м.	1444,00
- Q - расход , $м^3/с$	25,00

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Отчет о результатах инженерно – гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.

ГЭС-3 на р.Кора
Водозабор в подводящий тракт
Проверка пропускной способности

Исходные данные

1. Класс сооружения	III
2. Отм. НПУ	1445
3. Отм. ФПУ	1447
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$	22,8
5. b - ширина водозаборной части, м	задается
6. c =2*h - длина горизонтального гребня водозабора, м	
7. h - напор на водозаборе, м	задается

Расчет

Водозабор рассчитываем как неподтопленный водослив с широким порогом.

Расчетная формула:

$Q_в = m*b*(2*g)^{0.5}*H_o^{1.5}$ [2] с.70

где m - коэффициент расхода	[2] с.70, таб.6-23	0,35
b - ширина водозабора, м		задается

H_o = напор на водосливе с учетом скорости подхода, м

$H_o = h+V_o^2/2*g$, м

h - напор на водосливной части водозабора, м	задается
$V_o = Q_{ГЭС}/Ω$ - скорость подхода, м/с	0,10

Скорость подхода определяется исходя из фактического профиля реки Кора в данном месте.

$Ω = B*H_{пл}$ - сечение перед плотиной, $м^2$	225,00
B - ширина сечения перед плотиной, м	30,00
$H_{пл}$ - высота плотины (переливная часть), м	7,50

Расчет проводим в табличной форме, задаваясь шириной и глубиной проточной части водозабора.

b, м	2,00	2,50	3,00
h, м	4,05	3,50	3,10
V_o, м	0,10	0,10	0,10
$V_o^2/2*g$	0,0005	0,0005	0,0005
H_o, м	4,05	3,50	3,10
$H_o^{1.5}$	8,15	6,55	5,46
m	0,35	0,35	0,35
$(2*g)^{0.5}$	4,43	4,43	4,43
$Q_{ГЭС}$, $м^3/с$	25,28	25,38	25,39

Принимаем:	- расход водозабора Q, $м^3/с$.		25,0
	- ширина водозабора b, м.		3,00
	- глубина на водозаборе h, м.		3,10
	- отм.порога водозабора (отм.НПУ-h), м.		1441,90
	- высота воздушного пространства а ≥ 0.07*h, м =	0,22	
	но не менее, м		0,40

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Предварительная справка о максимальных расходах воды и твердом стоке р.Кара в створе проектируемой ГЭС
4. СНиП 2.06.06-5_Плотины бетонные и железобетонные
5. СНиП 2.06.09-84_Туннели гидротехнические

ГЭС-3 на р.Кора
Канал-отстойник (на водоподводящем тракте)
Прямоугольное сечение

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. Отм. НПУ		1445
3. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
4. Предельно допустимые крупности фракций наносов, которые не могут быть допущены в гидравлические турбины при отсутствии защиты от истирания		
d - максимально допустимая крупность, мм	[4] таб 2.1.1.4.	0,40
5. Гранулометрический состав наносов на подъеме половодья:	[3], табл.20	
взвешенные: D = 1.0...0.2 мм		18,7%
D = 0.2...0.1 мм		32,3%
D = 0.1...0.05 мм		16,4%
D = 0.05...0.01 мм		20,0%
D < 0.05 мм		12,6%
влекомые: D = 0.1...0.2 мм		15,7%
D = 0.2…1.0 мм		7,0%
D = 1.0…2.0 мм		22,7%
D = 2.0…5.0 мм		18,2%
D = 5.0…10.0 мм		36,4%

Расчет

Принимаем: _сечение камеры отстойника_трапецеидальное
_число камер_1шт
_трасса отстойника - прямолинейная

Предварительно принимаем габариты отстойника:		
_расчетная глубина, м	[5] п.17.2.1	4...5
_с гидравлическим промывом	[5] п.17.2.2	
_при выборе местоположения учтено следующее:		
совмещение отстойника с водоприемником в плотине	[5] п.17.2.3	
_уклон	[5] п.17.3.1	0.02…0.005
_при промыве наносов необхомо соблюдать условие: b/h ≤ 15	[5] п.17.3.1	
при b - ширина секции отстойника, м		
h - глубина воды при промывке, м		
_входная голова (входной порог) - длина, м	[5] п.17.3.1	10…15
_деформационные швы через, м	[5] п.17.3.1	40,00
_выходная голова (выходной порог) - длина, м	[5] п.17.3.1	8…10
_высота галереи промывного коллектора (не менее), м	[5] п.17.3.1	1,50
_расширение потока в плане, градус	[5] п.17.4.2	30…40
_предельная крупность наносов, которая может быть допущена в турбину,мм	[5] п.17.1.1	до 0,2

1. Принимаем габариты сечения отойника:		
H - глубина воды в отстойнике, м		задаемся
$h_{ак}$ = (0.25…0.3)*H - высота аккумулирующего объема, заполняемого наносами в период между промывами, м	[5] п.17.4.2	
$H_р$ = H - $h_{ак}$ - расчетная глубина воды в отстойнике, м	[5] фор.17.8	
$B_р = Q_р/(H_р*V)$ - рабочая ширина камеры отстойника, м	[5] фор.17.9	
$B_р$ - принимаем в первом приближении, м		
при $Q_р$ - рабочий раход отстойника, $м^3/с$		22,80
2. Принимаем крупность осаждаемых частиц, мм		0,20
и подираем габариты отстойника		0,25
3. Задаемся скоростью в зависимости от крупности осаждаемых частиц грунта, м/с	[2] таб.11-7	
	D=0,2мм	0,26…0,4
	D=0,25мм	0,4…0,7

4. Определяем уклон отстойника в зависимости от крупности осаждаемых частиц

$i = V^2/(c^2*R)$

при $R = \omega/\chi$ - гидравлический радиус сечения отстойника, м

$\omega = B_p*H_p$ - площадь живого сечения отстойника, $м^2$

$\chi = B_p + 2*H_p$ - периметр живого сеченя отстойника, м

$c = (1/n)*R^{0.167}$ - коэффициен Шези по Маннингу

n - коэффийиент шероховатости_для бетона 0,016

5. Определяем длину рабочей части отстойника по формуле:

$L = (\alpha*H_p*V)/\omega_{кр}$, м [5] фор.17.10

при α - коэффициент запаса [5] с.449 1.2…1.5

$\omega_{кр}$ - гидравлическая крупность наносов при d=0.20мм, см/с [5] таб.17.1 1,450

и температуре воды 10° D=0,2 м/с 0,01450

20° D=0,25 м/с 0,02460

Задаемся H и B_p, м и проводим расчет в табличной форме

	1 приближ	2 приближ	3 приближ	4 приближ	
Q, м³/с	22,80	22,80	22,80	22,80	
d, мм	0,20	0,25	0,25	0,25	
H, м	5,90	5,90	5,90	6,00	
$h_{ак}$, м	2,00	1,80	1,50	1,50	
H_p, м	3,90	4,10	4,40	4,50	
$B_p = Q_p/(H_p*V)$, м	8,00	8,00	8,00	8,00	
$\omega = B_p*H_p$, $м^2$	29,64	30,66	32,10	32,56	
$\chi = B_p + 2*H_p$, м	14,90	15,08	15,38	15,48	
$R = \omega/\chi$, м	1,98926	2,03316	2,08713	2,10336	
n	0,0160	0,0160	0,0160	0,0160	
$c = (1/n)*R^{0.167}$	70,10703	70,36303	70,67156	70,76305	
V, м/с	0,40	0,70	0,70	0,70	
$i = V^2/(c^2*R)$	0,000016	0,000049	0,000047	0,000047	
$Q = \omega*c*(R*i)^{0.5}$, м³/с	11,86	21,46	22,47	22,79	
α	1,20	1,20	1,20	1,20	0,70
$\omega_{кр}$, см/с	0,01450	0,02460	0,02460	0,02460	0,02460
$L = (\alpha*H_p*V)/\omega_{кр}$, м	129,10	140,00	150,24	153,66	89,63

Принимаем к проектированию **приближение 2:**

- H - глубина воды в канале-отстойнике, м	6,00
- H_p - расчетная глубина воды в канале-отстойнике, м	4,50
- a - запас до верха сооружения, м.	0,60
- $h_{ак}$ - высота аккумулирующего объема, м	1,50
- $H_{ст}$ - высота стены отстойника, м.	6,60
- B_p - ширина канала-отстойника, м.	8,00
- L_p - длина рабочей части канала-отстойника, м.	90,0
- i_p - уклон рабочей части канала-отстойника, м.	0,000049

Литература

1. СНиП 2.06-01-86_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Киселев П.Г._Справочник по гидравлическим расчетам_1972г
3. Гидрология_от 2018_02_23
4. Параметры качества воды, требуемые для эксплуатации турбины_Таблица 2.1.1.4.
5. Справочник проектировщика "Гидротехнические сооружения" под редакцией В.П. Недриги_1983г

ГЭС-3 на р.Кора
Переливная часть из отстойника в холостой

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. отм.НПУ		1445
3. отм.ФПУ		находим
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		25
5. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[3], табл.14	281
		302

Расчет

Водослив практического профиля безвакуумного типа.

Расчетная формула:

$Q_{эк} = \varepsilon * m * b * (2*g)^{0.5} * h^{1.5}$ [2] с.63

где ε - коэффициент бокового сжатия [2] с.64

$\varepsilon = 1-0.1*n*\xi*(H_o/b)$ форм.6-11

n - число боковых сжатий, шт		2
ξ - коэффициент формы устоев	[2] с.64	0,7
m - коэффициент расхода	[2] с.63, п.6-4	0,49
b - ширина водослива, м		задаемся
h - напор на водосливе а, м		задаемся

В первом приближении расчет водослива проводим для максимального рахода.
Расчет проводим в табличной форме, задаваясь напором на водосливе с учетом бокового сжатия.

b, м	80,00	70,00	35,00	13,00	14,00
h, м	0,30	0,30	0,50	1,00	0,90
m	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
$\varepsilon = 1-0.1*n*\xi*(h/b)$	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
n	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
ξ	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
$h^{1.5}$	0,1643	0,1643	0,3536	1,0000	0,8538
$(2*g)^{0.5}$	4,4294	4,4294	4,4294	4,4294	4,4294
$Q_{эк} = \varepsilon * m * b * (2*g)^{0.5} * h^{1.5}$	27,93	24,44	26,26	27,34	25,19

Принимаем:

- длина водосливной части, м	70,00
- H_o - глубина воды на водосливе , м.	0,30
- отм.НПУ , м.	1445,00
- отм.ВБ в отстойнике , м.	1444,57
- отм.ФПУ в отстойнике , м.	1444,87
- Q - расход , $м^3/с$	22,80

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Отчет о результатах инженерно – гидрологических изысканий для обоснования проекта «Строительство ГЭС-2,3 на реке Кора»_2016г.

ГЭС-3 на р.Кора
Подводящий тракт
Отстойник с водозабором
Потери

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. Отм. НПУ		1445
3. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		22,8
4. Отстойник_однокамерный		
5. Отсойник разделен по длине на характерные участки:		
_L - общая длина, м		125,40
_ L_1 - длина 1-ого участка (водозабор-призматический), м		10,10
b_1 - ширина 1-ого участка, м		3,00
h_1 - глубина 1-ого участка, м		3,10
i_1 - уклон 1-ого участка		0,000
_L_2 - длина 2-ого участка (непризматический), м		10,00
b_{21} - ширина 2-ого участка - в начале, м		3,00
b_{22} - ширина 2-ого участка - в конце, м		8,00
h_{21} - глубина 2-ого участка - в начале, м		3,10
h_{22} - глубина 2-ого участка - в конце, м		6,40
i_2 - уклон 2-ого участка		0,3300
_L_3 - длина 3-его участка (призматический), м		87,00
b_3 - ширина 3-его участка, м		8,00
h_3 - глубина 3-ого участка, м		6,40
i_3 - уклон 3-его участка		0,000046
_L_4 - длина 4-ого участка (призматический), м		3,00
b_4 - ширина 4-ого участка, м		8,00
h_4 - глубина 4-ого участка, м		4,40
i_4 - уклон 5-ого участка		0,000
_L_5 - длина 5-ого участка (призматический), м		3,60
b_5 - ширина 5-ого участка, м	2 пролета	3,60
h_5 - глубина 5-ого участка, м		4,40
i_5 - уклон 4-ого участка		0,000
_L_6 - длина 6-ого участка (непризматический), м		14,70
b_{61} - ширина 6-ого участка - в начале, м		8,00
b_{62} - ширина 6-ого участка - в конце, м		2,80
h_6 - глубина 6-ого участка, м		4,40
i_6 - уклон 6-ого участка		0,000

Расчет

Потери по длине определяем по формуле:

$h_л = V^2 * L/(C^2 * R)$ [1] фор.4-7

n - коэффициент шероховатости для железобетонной поверхности [1] с.78 0,016

b - ширина камеры отстойника, м
на непризмаических участках принята средняя величина

h - глубина камеры отстойника, м см. рис
на непризмаических участках принята средняя величина

Потери местные определяем по формулам:

_Плавный вход_ξ [1] п.4-5 0,10

Пазы затворов на водозаборе (2шт)$\xi = f(b_п/b)$ [2] с.40

$h_м = \xi * (V^2/(2*g))$

_Постепенное расширение [1] с.45

$h_м = \Psi * ((V_1 - V_2)^2/(2*g))$

$\Psi = f(\alpha)$ [1]таб 4-30 0,68

α - угол смягчения, градус 28,07

Пазы затворов в конце отстойника (2шт)$\xi = f(b_п/b)$ [2] с.40

при $b_п/b < 0.1$____$\xi = 0.05$

при $b_п/b \geq 0.2$____$\xi = 0.10$

$h_м = \xi * (V^2/(2*g))$

_Постепенное сужение [1] с.45

$h_м = ((V_2^2 - V_1^2) * (1 + k)/(2*g))$

k -коэффициент при плавном сопряжении 0,15

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	22,80	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	2,452	10,10	0,0153
2	22,80	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,873	10,00	0,0009
3	22,80	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,445	87,00	0,0013
4	22,80	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,648	3,00	0,0001
5	22,80	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,720	3,60	0,0002
6	22,80	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,960	14,70	0,0017
												Всего	0,0196

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	22,80	22,80	22,80	11,40	22,80	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	2,452	2,452	2,452		0,648	
$V^2/(2*g)$	0,306	0,306				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,445	0,720	1,851	
$V_2^2/(2*g)$				0,026		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,21			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,153	
$h_м$, м	0,0306	0,0613	0,1385	0,0026	0,1762	0,4092

Полные потери: h, м 0,4288

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,57

Литература

1. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
2. ВСН 38-70 "Глубинные водосбросы и водовыпуски гидроузлов" 1972г.

ГЭС-3 на р.Кора
Отстойник
Холостой водосброс

Исходные данные

1. Класс сооружения
2. Отм. НПУ
3. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$
4. Отм.дна на входе в холостой водосброс, м
5. b - ширина водосброса, м
6. Нормальную глубину определяем методом подбора
   по формуле $Q=\omega C(Ri)^{0.5}$, м [1] с.85
7. $h_{кр}=(\alpha*Q^2/g*b^2)^{0.333}$ -критическая глубина, м [1] с.24

Расчет

Кривую свободной поверхности определяем для двух участков.

Участок 1. Состоит из двух сливных частей вдоль переливной части отстойника.

Длина двух частей участка по 25м

Участок 2. Непосредственно сам холостой водослив.

Длина водослива 22м.

Глубину в конце участка определяем по формуле свободной поверхности

$L = (h_0/i)*[(\eta_2 - \eta_1 - (1 - j_{cp})*(\varphi(\eta_2) - \varphi(\eta_1))]$ [1] с.107

при L - длина участка, м

i - уклон

h_o - нормальная глубина, м

η - относительная глубина $\eta_1 = h_1/h_o$ $\eta_2 = h_2/h_o$

$j_{cp} = \alpha*((C^2*i*b)/(g*\chi))$

α - коэффициент Кориолиса при турбулентном движении [1] с.107

g - ускорение свободного падения, м/с-с

$\omega = b*h$ - живое сечение, $м^2$

$\chi = (2*h + b)$ - смоченный периметр, м

$R = \omega/\chi$ - гидравлический радиус, м

$C = R^{0,167}/n$ - коэффициент Шези

n - коэффициент шероховатости [1] таб.7-1

$\varphi(\eta_1)$; $\varphi(\eta_2)$ - функции находятся впо таблице 9-3

в зависимости от гидравлического показателя русла (x)

$x = (2*\lg(K_1/K_2)/\lg(h_1/h_2))$ [1] с.109

K_1; K_2 - расходная характеристика

$K = \omega*C*R^{0,5}$ [1] с.109

Определение критической глубины $h_{кр}$

Участок	$h_{кр}=(\alpha Q^2/gb^2)^{0.333}$, м	Q, м^3/с	n	i	b, м	$\omega_{кр}=bh_{кр}$, м^2	$\chi_{кр}=2h+b$, м	$R_{кр}=\omega/\chi$, м	$R_{кр}^{0.16667}$	$C_{кр}=R_{кр}^{0.167}/n$	$i_{кр}=Q^2/\omega_{кр}^2*C_{кр}^2*R_{кр}^2$	
1. Слив за перелив стеной.	2,595	25,000	0,016	0,106	2,000	5,190	7,190	0,722	0,947	59,195	0,0127	$i > i_{кр}$
2. Холостой	2,595	25,000	0,016	0,14	2,000	5,190	7,190	0,722	0,947	59,195	0,0127	$i > i_{кр}$

Определение нормальной глубины h_0

Участок	h_0, м	Q, м^3/с	n	i	b, м	$\omega=bh_0$, м^2	$\chi=2h+b$, м	$R=\omega/\chi$, м	$R^{0.16667}$	$C_{кр}=R_{кр}^{0.167}/n$	$(Ri)^{0.5}$	$Q=\omega C(Ri)^{0.5}$	V=Q/ω	L, м
1. Слив за перелив стеной	1,000	25,00	0,016	0,106	2,000	2,000	4,000	0,500	0,891	55,681	0,230	25,638	12,82	25,90
2. Холостой	0,900	25,00	0,016	0,14	2,000	1,800	3,800	0,474	0,883	55,182	0,258	25,579	14,21	22,00

Участок 1 Кривая свободной поверхности (призматическое русло) L=25,9 м, h_0=1,0м

h, м	Q, м^3/с	n	i	b, м	$\omega=bh_0$, м^2	$\chi=2h+b$, м	$R=\omega/\chi$, м	$R^{0.16667}$	$C=R^{0.167}/n$	$j=0.112*((C^2ib)/(\chi))$	$j_{ср}$	$K=\omega C(R)^{0.5}$	K_1/K_2	$\lg(K_1/K_2)$	h_1/h_2	$\lg(h_1/h_2)$	$x=2\lg(K_1/K_2)/\lg(h_1/h_2)$	h_o	$\eta=h/h_0$	$\varphi(\eta)$	h_0/i	$L=(h_0/i)((\eta_2-\eta_1-(1-j_{ср})(\varphi(\eta_2)-\varphi(\eta_1))$
1,000	25,00	0,016	0,1060	2,00	2,00	4,00	0,500	0,891	55,681	18,404		78,745						0,880	1,136	0,856	8,302	
0,955	25,00	0,016	0,1060	2,00	1,910	3,910	0,488	0,887	55,466	18,682	18,543	74,043	1,064	0,027	1,047	0,020	2,674	0,880	1,085	1,031	8,302	25,063

Участок 2 Кривая свободной поверхности (призматическое русло) L=22,0 м, h_0=0,9м

h, м	Q, м^3/с	n	i	b, м	$\omega=bh_0$, м^2	$\chi=2h+b$, м	$R=\omega/\chi$, м	$R^{0.16667}$	$C=R^{0.167}/n$	$j=0.112*((C^2ib)/(\chi))$	$j_{ср}$	$K=\omega C(R)^{0.5}$	K_1/K_2	$\lg(K_1/K_2)$	h_1/h_2	$\lg(h_1/h_2)$	$x=2\lg(K_1/K_2)/\lg(h_1/h_2)$	h_o	$\eta=h/h_0$	$\varphi(\eta)$	h_0/i	$L=(h_0/i)((\eta_2-\eta_1-(1-j_{ср})(\varphi(\eta_2)-\varphi(\eta_1))$
0,955	25,00	0,016	0,1060	2,00	1,91	3,91	0,488	0,887	55,466	18,682		74,043						0,880	1,085	0,881	8,302	
0,700	25,00	0,016	0,1060	2,00	1,400	3,400	0,412	0,863	53,909	20,295	19,489	48,430	1,529	0,184	1,364	0,135	2,733	0,880	0,795	1,040	8,302	21,923

Литература

1. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г

ГЭС-3 на р.Кора
Подводящий тракт
Отстойник с водозабором
Потери для общего графика потерь напора

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. Отм. НПУ		1445
3. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$		1,2÷22,8
4. Отстойник_однокамерный		
5. Отсойник разделен по длине на характерные участки:		
_L - общая длина, м		125,40
_ L_1 - длина 1-ого участка (водозабор-призматический), м		10,10
b_1 - ширина 1-ого участка, м		3,00
h_1 - глубина 1-ого участка, м		3,10
i_1 - уклон 1-ого участка		0,000
_L_2 - длина 2-ого участка (непризматический), м		10,00
b_{21} - ширина 2-ого участка - в начале, м		3,00
b_{22} - ширина 2-ого участка - в конце, м		8,00
h_{21} - глубина 2-ого участка - в начале, м		3,10
h_{22} - глубина 2-ого участка - в конце, м		6,40
i_2 - уклон 2-ого участка		0,3300
_L_3 - длина 3-его участка (призматический), м		87,00
b_3 - ширина 3-его участка, м		8,00
h_3 - глубина 3-ого участка, м		6,40
i_3 - уклон 3-его участка		0,000046
_L_4 - длина 4-ого участка (призматический), м		3,00
b_4 - ширина 4-ого участка, м		8,00
h_4 - глубина 4-ого участка, м		4,40
i_4 - уклон 5-ого участка		0,000
_L_5 - длина 5-ого участка (призматический), м		3,60
b_5 - ширина 5-ого участка, м	2 пролета	3,60
h_5 - глубина 5-ого участка, м		4,40
i_5 - уклон 4-ого участка		0,000
_L_6 - длина 6-ого участка (непризматический), м		14,70
b_{61} - ширина 6-ого участка - в начале, м		8,00
b_{62} - ширина 6-ого участка - в конце, м		2,80
h_6 - глубина 6-ого участка, м		4,40
i_6 - уклон 6-ого участка		0,000

Расчет

Потери по длине определяем по формуле:

$h_л = V^2*L/(C^2*R)$ [1] фор.4-7

n - коэффициент шероховатости для железобетонной поверхности [1] с.78 0,016

b - ширина камеры отстойника, м
на непризмаических участках принята средняя величина

h - глубина камеры отстойника, м см. рис
на непризмаических участках принята средняя величина

Потери местные определяем по формулам:

_Плавный вход_ξ [1] п.4-5 0,10

Пазы затворов на водозаборе (2шт)$\xi = f(b_п/b)$ [2] с.40

$h_м = \xi*(V^2/(2*g))$

_Постепенное расширение [1] с.45

$h_м = \Psi*((V_1 - V_2)^2/(2*g))$

$\Psi = f(\alpha)$ [1]таб 4-30 0,68

α - угол смягчения, градус 28,07

Пазы затворов в конце отстойника (2шт)$\xi = f(b_п/b)$ [2] с.40

при $b_п/b < 0.1$____$\xi = 0.05$

при $b_п/b \geq 0.2$____$\xi = 0.10$

$h_м = \xi*(V^2/(2*g))$

_Постепенное сужение [1] с.45

$h_м = ((V_2^2 - V_1^2)*(1 + k)/(2*g))$

k -коэффициент при плавном сопряжении 0,15

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	1,20	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	0,129	10,10	0,0000
2	1,20	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,046	10,00	0,0000
3	1,20	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,023	87,00	0,0000
4	1,20	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,034	3,00	0,0000
5	1,20	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,038	3,60	0,0000
6	1,20	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,051	14,70	0,0000
												Всего	0,0001

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	1,20	1,20	1,20	0,60	1,20	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	0,129	0,129	0,129		0,034	
$V^2/(2*g)$	0,001	0,001				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,023	0,038	0,097	
$V_2^2/(2*g)$				0,000		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,00			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,000	
$h_м$, м	0,0001	0,0002	0,0004	0,0000	0,0005	0,0011

Полные потери: h, м 0,0012

Отметка воды в НБ отстойника, м 1445,00

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	2,00	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	0,215	10,10	0,0001
2	2,00	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,077	10,00	0,0000
3	2,00	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,039	87,00	0,0000
4	2,00	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,057	3,00	0,0000
5	2,00	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,063	3,60	0,0000
6	2,00	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,084	14,70	0,0000
												Всего	0,0002

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	2,00	2,00	2,00	1,00	2,00	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	0,215	0,215	0,215		0,057	
$V^2/(2*g)$	0,002	0,002				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,039	0,063	0,162	
$V_2^2/(2*g)$				0,000		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,00			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,001	
$h_м$, м	0,0002	0,0005	0,0011	0,0000	0,0014	0,0031

Полные потери: h, м 0,0033

Отметка воды в НБ отстойника, м 1445,00

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	4,00	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	0,430	10,10	0,0005
2	4,00	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,153	10,00	0,0000
3	4,00	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,078	87,00	0,0000
4	4,00	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,114	3,00	0,0000
5	4,00	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,126	3,60	0,0000
6	4,00	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,168	14,70	0,0001
												Всего	0,0006

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	4,00	4,00	4,00	2,00	4,00	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	0,430	0,430	0,430		0,114	
$V^2/(2*g)$	0,009	0,009				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,078	0,126	0,325	
$V_2^2/(2*g)$				0,001		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,01			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,005	
$h_м$, м	0,0009	0,0019	0,0043	0,0001	0,0054	0,0126

Полные потери: h, м 0,0132

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,99

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	ω = b*h, $м^2$	χ=b+2*h, м	R = ω/χ, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	V = Q/ω, м/с	L, м	$h_л$, м
1	4,70	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	0,505	10,10	0,0007
2	4,70	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,180	10,00	0,0000
3	4,70	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,092	87,00	0,0001
4	4,70	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,134	3,00	0,0000
5	4,70	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,148	3,60	0,0000
6	4,70	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,198	14,70	0,0001
												Всего	0,0008

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	4,70	4,70	4,70	2,35	4,70	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	0,505	0,505	0,505		0,134	
$V^2/(2*g)$	0,013	0,013				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,092	0,148	0,381	
$V_2^2/(2*g)$				0,001		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,01			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,007	
$h_м$, м	0,0013	0,0026	0,0059	0,0001	0,0075	0,0174

Полные потери: h, м 0,0182

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,98

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	8,70	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	0,935	10,10	0,0022
2	8,70	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,333	10,00	0,0001
3	8,70	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,170	87,00	0,0002
4	8,70	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,247	3,00	0,0000
5	8,70	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,275	3,60	0,0000
6	8,70	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,366	14,70	0,0003
												Всего	0,0029

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	8,70	8,70	8,70	4,35	8,70	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	0,935	0,935	0,935		0,247	
$V^2/(2*g)$	0,045	0,045				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,170	0,275	0,706	
$V_2^2/(2*g)$				0,004		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,03			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,022	
$h_м$, м	0,0045	0,0089	0,0202	0,0004	0,0256	0,0596

Полные потери: h, м 0,0624

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,94

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	9,40	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	1,011	10,10	0,0026
2	9,40	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,360	10,00	0,0002
3	9,40	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,184	87,00	0,0002
4	9,40	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,267	3,00	0,0000
5	9,40	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,297	3,60	0,0000
6	9,40	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,396	14,70	0,0003
												Всего	0,0033

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	9,40	9,40	9,40	4,70	9,40	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	1,011	1,011	1,011		0,267	
$V^2/(2*g)$	0,052	0,052				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,184	0,297	0,763	
$V_2^2/(2*g)$				0,004		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,03			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,026	
$h_м$, м	0,0052	0,0104	0,0235	0,0004	0,0299	0,0696

Полные потери: h, м	0,0729
Отметка воды в НБ отстойника, м	1444,93

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	13,40	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	1,441	10,10	0,0053
2	13,40	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,513	10,00	0,0003
3	13,40	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,262	87,00	0,0005
4	13,40	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,381	3,00	0,0000
5	13,40	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,423	3,60	0,0001
6	13,40	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,564	14,70	0,0006
												Всего	0,0068

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	13,40	13,40	13,40	6,70	13,40	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	1,441	1,441	1,441		0,381	
$V^2/(2*g)$	0,106	0,106				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,262	0,423	1,088	
$V_2^2/(2*g)$				0,009		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,07			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,053	
$h_м$, м	0,0106	0,0212	0,0478	0,0009	0,0608	0,1413

Полные потери: h, м 0,1481

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,85

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	16,45	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	1,769	10,10	0,0080
2	16,45	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,630	10,00	0,0005
3	16,45	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,321	87,00	0,0007
4	16,45	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,467	3,00	0,0001
5	16,45	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,519	3,60	0,0001
6	16,45	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,692	14,70	0,0009
												Всего	0,0102

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	16,45	16,45	16,45	8,23	16,45	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	1,769	1,769	1,769		0,467	
$V^2/(2*g)$	0,159	0,159				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,321	0,519	1,335	
$V_2^2/(2*g)$				0,014		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,11			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,080	
$h_м$, м	0,0159	0,0319	0,0721	0,0014	0,0917	0,2130

Полные потери: h, м 0,2232

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,78

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	18,10	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	1,946	10,10	0,0097
2	18,10	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,693	10,00	0,0006
3	18,10	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,354	87,00	0,0008
4	18,10	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,514	3,00	0,0001
5	18,10	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,571	3,60	0,0001
6	18,10	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,762	14,70	0,0011
												Всего	0,0124

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	18,10	18,10	18,10	9,05	18,10	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	1,946	1,946	1,946		0,514	
$V^2/(2*g)$	0,193	0,193				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,354	0,571	1,469	
$V_2^2/(2*g)$				0,017		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,13			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,097	
$h_м$, м	0,0193	0,0386	0,0873	0,0017	0,1110	0,2579

Полные потери: h, м 0,2702

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,73

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	18,80	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	2,022	10,10	0,0104
2	18,80	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,720	10,00	0,0006
3	18,80	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,367	87,00	0,0009
4	18,80	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,534	3,00	0,0001
5	18,80	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,593	3,60	0,0001
6	18,80	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,791	14,70	0,0012
												Всего	0,0133

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	18,80	18,80	18,80	9,40	18,80	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	2,022	2,022	2,022		0,534	
$V^2/(2*g)$	0,208	0,208				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,367	0,593	1,526	
$V_2^2/(2*g)$				0,018		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,14			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,104	
$h_м$, м	0,0208	0,0417	0,0942	0,0018	0,1198	0,2782

Полные потери: h, м 0,2915

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,71

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	21,30	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	2,290	10,10	0,0134
2	21,30	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,815	10,00	0,0008
3	21,30	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,416	87,00	0,0012
4	21,30	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,605	3,00	0,0001
5	21,30	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,672	3,60	0,0002
6	21,30	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,896	14,70	0,0015
												Всего	0,0171

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	21,30	21,30	21,30	10,65	21,30	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	2,290	2,290	2,290		0,605	
$V^2/(2*g)$	0,267	0,267				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,416	0,672	1,729	
$V_2^2/(2*g)$				0,023		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,18			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,134	
$h_м$, м	0,0267	0,0535	0,1209	0,0023	0,1537	0,3571

Полные потери: h, м 0,3742

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,63

Расчет проводим по участкам в табличной форме

Потери по длине

Участок	Q, $м^3/с$	b, м	h, м	n	i	$\omega = b*h$, $м^2$	$\chi=b+2*h$, м	$R = \omega/\chi$, м	$R^{0.167}$	$C = R^{0.167}/n$	$V = Q/\omega$, м/с	L, м	$h_л$, м
1	22,80	3,00	3,10	0,016	0,0000	9,300	9,200	1,011	1,002	62,613	2,452	10,10	0,0153
2	22,80	5,50	4,75	0,016	0,3300	26,125	15,000	1,742	1,097	68,568	0,873	10,00	0,0009
3	22,80	8,00	6,40	0,016	0,000046	51,200	20,800	2,462	1,162	72,646	0,445	87,00	0,0013
4	22,80	8,00	4,40	0,016	0,0000	35,200	16,800	2,095	1,131	70,717	0,648	3,00	0,0001
5	22,80	7,20	4,40	0,016	0,0000	31,680	16,000	1,980	1,121	70,052	0,720	3,60	0,0002
6	22,80	5,40	4,40	0,016	0,0000	23,760	14,200	1,673	1,090	68,111	0,960	14,70	0,0017
												Всего	0,0196

Потери местные

Сопртивление	Вод в канал	Пазы в начале 2шт	Постепен расшир	Паз в конце	Постепен сужение	
Q, $м^3/с$	22,80	22,80	22,80	11,40	22,80	
b, м	3,00	3,00	3,00		8,00	
h, м	3,10	3,10	3,10		4,40	
$\omega = b*h$, $м^2$	9,30	9,30	9,30		35,20	
$V=Q/\omega$, м/с	2,452	2,452	2,452		0,648	
$V^2/(2*g)$	0,306	0,306				
b_2, м			8,00	3,60	2,80	
h_2, м			6,40	4,40	4,40	
$\omega_2=b_2*h_2$, $м^2$			51,20	15,84	12,32	
$V_2=Q/\omega_2$, м/с			0,445	0,720	1,851	
$V_2^2/(2*g)$				0,026		
$b_п$, м		0,40		0,40		
$b_п/b$		0,13		0,11		
ξ	0,100	0,100		0,10		
α			28,07			
Ψ			0,68			
$(V_1 - V_2)^2/(2*g)$			0,21			
1+k					1,150	
$(V_2^2-V_1^2)/(2*g)$					0,153	
$h_м$, м	0,0306	0,0613	0,1385	0,0026	0,1762	0,4092

Полные потери: h, м 0,4288

Отметка воды в НБ отстойника, м 1444,57

Литература

1. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
2. ВСН 38-70 "Глубинные водосбросы и водовыпуски гидроузлов" 1972г.

ГЭС-3 на р.Кора
Подводящий тракт
Потери напора по большому агрегату

Исходные данные

1. Класс сооружения			III
2. Отм НПУ			1445
3. Отм ФПУ			1447
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$ (2больш +1мал)			22,8
5. Расход 1агр ГЭС (больш), $м^3/с$			9,4
6. Расход 1агр ГЭС (мал), $м^3/с$			4,0
7. Расход минимальный гарантированный, $м^3/с$			1,2
8. Подводящий водовод			
D - диаметр, м			2,8
L - общая длина, м			2 750,4
в том числе:			
$L_{2,8м}$ - длина участков в металле (+ криволинейные), м			326,4
$L_{2,8п}$ - длина участков в пластике (прямолинейные), м			2 424,0
n - количество поворотов, шт			10,0
α - углы поворотов, градус	10°, 20°, 19°, 21°, 19°, 21.5°, 18.5°, 55.5°, 42°, 15°		
осредняем и принимаем:		1шт	10°
		6шт	20°
		1шт	55.5°
		1шт	42°
		1шт	15°
R - радиусы поворотов на углы 10°, 20°, 19°, 21°, 19°, 21.5°, 18.5°, 15°, м			30,0
R - радиусы поворотов на углы 55,5°, 42°, м			30,0
9. Развилка D2,8/D2,2xD1,1м - металл			60,0
10. Развилка D2,25/D1,6xD1,6м - металл			
11. Турбинный водовод к малому агрегату - металл			
D - диаметр, м			1,1
L - длина, м			49,4
n - количество поворотов, шт			1,0
α - угол поворота, градус		1шт	32°
R - радиус поворота, м			5,0
12. Турбинный водовод к большому агрегату (2 шт) - металл			
D_1 - диаметр, м			2,25
L_1 - длина, м			19,5
D_2 - диаметр, м			1,6
L_2 - длина, м			28,3
n - количество поворотов (на участке 2), шт			1,0
α - угол поворота, градус		1шт	16°
R - радиус поворота, м			10,0
13. Потери по отстойнику по предыдущему расчету			

Расчет

Общие потери напора складываются из сумм потрь напора по длине и сумм местных потерь напора.

$h=\sum h_{дл}+\sum h_м$

$h_{дл}$-потери напора по длине, м

$h_{дл}=(\lambda*L*V^2)/(2*g*d)$ [1] с.76, п.7-1

$h_м$-местные потери напора, м

$h_м=(\xi*V^2)/(2*g)$ [1] с.38, п.4-4

где λ - коэффициент сопротивления по длине
по формуле А. Д. Альтшуля

$\lambda=0.11*(k_э/d+68/Re)^{0.25}$ [1] с.33, п.4-3

Re - число Рейнольдса

Re =V*d/v [1] с.31, п.4-1

v - кинематический коэффициент вязкости воды

v =f(t°C)=f(15°), $м^2/с$ [1] с.13, п.1-12 0,00000114

L - длина участка, м

V - скорость течения, м/с

g - ускорение свободного падения, $м/с^2$

d - диаметр водовода, м

$k_э$ - абсолютная величина шероховатости, мм

металл	0,001
пластик	0,00045

$h_м$-местные потери напора, м

$h_м=(\xi*V^2)/(2*g)$ [1] с.38, п.4-4

1. Решетка

$\omega_{реш}$ - площадь решетки, м^2		19,20
$b_{реш}$ - пролет решетки, м	10шт х 1,2м	12,00
$L_{реш}$ - длина решетки до НПУ, м		1,60
$\xi_{реш}=\beta*\sin\alpha*(s/b)^{1.333}$ - коэффициент потерь на решетке	[1] с.47	0,0697
β - коэффициент, зависящий от формы стержней решетки для стержня решетки прямоугольной формы (а)	[1]табл.4-31	2,42
s - толщина стержня, мм		8,00
b - величина просвета между стержнями, мм		60,00
α - угол наклона решетки к горизонту °С		25
sinα		0,42242

2. Потери по отстойнику - смотри расчет__Потери для графика

3. Вход в водовод

$\xi_{вх}$ - коэффициент потерь на вход при плавных кромках	[1] с.48,п.4-5	0,2000

4. Пазы затвора

$b_п$ - ширина паза, м		0,40
b - ширина пролета, м		2,80
$\xi_{паз} = f(b_п/b)$ - коэффициент потерь в пазах затворов	по интерпол.	0,10
$b_п/b$	[2] с.40	0,14

5. Конфузор 1 - на входе переход с bxh=2,8x2,8м на D2,8м

$\xi_{конф} = k_{пс}*((1/\varepsilon)-1)^2$ - коэффициент сопротивления для конфузора		0,0587
$k_{пс}=f(\alpha)$ - коэффициент смягчения	[1] табл.4-13	0,340
α - угол смягчения		14,00
_Начальное сечение		
b - пролет, м		2,80
h - высота сечения, м		2,80
ω_1 - начальное сечение конфузора, м		7,84
_Конечное сечение		
D - диаметр трубы, м		2,80
ω_2 - конечное сечение конфузора, м		6,154
$n=\omega_2/\omega_1$ - степень сжатия потока		0,785
$\varepsilon = 0.57+(0.043/(1.1-n))$ - коэффициент сжатия струи		0,71

6. Плавный поворот на подводящем водоводе — 10 поворотов

$\xi_\alpha = \xi_{90}*a$ - коэффициент сопротивления при повороте

ξ_{90} = f(R/D) - коэффициент сопротивления при повороте на 90°	[1] табл.4-17	
R - радиус поворота, м		
D - диаметр трубопровода, м		
a = sinα - коэффициент, зависящий от угола поворота	[1] с.41	
α - угол поворота		

7. Ответвление к малому агрегату

$\xi_{отв}$ - коэффициент сопротивления при ответвлении	[1] с.44	1,00

8. Плавный поворот на турбинном водоводе к малому агрегату — 1 поворот

$\xi_\alpha = \xi_{90}*a$ - коэффициент сопротивления при повороте

ξ_{90} = f(R/D) - коэффициент сопротивления при повороте на 90°	[1] табл.4-17	
R - радиус поворота, м		5,000
D - диаметр трубопровода, м		1,100
a = sinα - коэффициент, зависящий от угола поворота	[1] с.41	
α - угол поворота		32,00

9. Ответвление к большому агрегату

$\xi_{отв}$ - коэффициент сопротивления при ответвлении	[1] с.44	1,00

10. Плавный поворот на турбинном водоводе к большому агрегату — 1 поворот

$\xi_\alpha = \xi_{90}*a$ - коэффициент сопротивления при повороте

ξ_{90} = f(R/D) - коэффициент сопротивления при повороте на 90°	[1] табл.4-17	
R - радиус поворота, м		10,000
D - диаметр трубопровода, м		1,600
a = sinα - коэффициент, зависящий от угола поворота	[1] с.41	
α - угол поворота		16,00

11. Предтурбинный затвор (Китай)

$\xi_{кл}$ - коэффициент потерь		0,14

Потери напора по длине водовода

пластик __подводящий водовод__D2,8

Q, м³ /с	1,20	4,70	9,40	9,40	16,45	18,80	18,80	21,30	22,80
d, м	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
ω, м²	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154
V=Q/ω, м/с	0,195	0,764	1,527	1,527	2,673	3,055	3,055	3,461	3,705
L, м	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00
v, м²/с	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114
kэ, м	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Re=V*d/v	478904,267	1875708,379	3751416,758	3751416,758	6564979,327	7502833,517	7502833,517	8500550,74	9099181,074
λ=0.11*(kэ/d+68/Re)0.25	0,0219	0,0215	0,0215	0,0215	0,0214	0,0214	0,0214	0,0214	0,0214
$h_{дл}$=λ*L*V²/19.62d, м	0,0367	0,5538	2,2082	2,2082	6,7536	8,8191	8,8191	11,3185	12,9676

металл __подводящий водовод__D2,8

Q, м³ /с	1,20	4,70	9,40	9,40	16,45	18,80	18,80	21,30	22,80
d, м	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
ω, м²	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154
V=Q/ω, м/с	0,195	0,764	1,527	1,527	2,673	3,055	3,055	3,461	3,705
L, м	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40
v, м²/с	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114
kэ, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Re=V*d/v	478904,267	1875708,379	3751416,758	3751416,758	6564979,327	7502833,517	7502833,517	8500550,74	9099181,074
λ=0.11*(kэ/d+68/Re)0.25	0,0272	0,0270	0,0269	0,0269	0,0269	0,0269	0,0269	0,0269	0,0269
$h_{дл}$=λ*L*V²/19.62d, м	0,0061	0,0934	0,3732	0,3732	1,1423	1,4918	1,4918	1,9148	2,1939

металл __турбинный водовод к большим агрегатам (общий)__D2,2

Q, м³ /с	1,20	4,70	9,40	9,40	16,45	18,80	17,40	18,80	18,80
d, м	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
ω, м²	3,799	3,799	3,799	3,799	3,799	3,799	3,799	3,799	3,799
V=Q/ω, м/с	0,316	1,237	2,474	2,474	4,330	4,948	4,580	4,948	4,948
L, м	35,20	35,20	35,20	35,20	35,20	35,20	35,20	35,20	35,20
v, м²/с	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114
kэ, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Re=V*d/v	609514,5217	2387265,21	4774530,42	4774530,42	8355428,235	9549060,84	8837960,564	9549060,84	9549060,84
λ=0.11*(kэ/d+68/Re)0.25	0,0287	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286
$h_{дл}$=λ*L*V²/19.62d, м	0,0023	0,0357	0,1427	0,1427	0,4368	0,5705	0,4887	0,5705	0,5705

металл __турбинный водовод к большому агрегату (первый)__D1,6

Q, м³ /с	1,20	4,70	9,40	4,70	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
d, м	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
ω, м²	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010
V=Q/ω, м/с	0,597	2,339	4,678	2,339	4,678	4,678	4,678	4,678	4,678
L, м	14,20	14,20	14,20	14,20	14,20	14,20	14,20	14,20	14,20
v, м²/с	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114
kэ, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Re=V*d/v	838082,4673	3282489,664	6564979,327	3282489,664	6564979,327	6564979,327	6564979,327	6564979,327	6564979,327
λ=0.11*(kэ/d+68/Re)0.25	0,0310	0,0310	0,0309	0,0310	0,0309	0,0309	0,0309	0,0309	0,0309
$h_{дл}$=λ*L*V²/19.62d, м	0,0050	0,0766	0,3062	0,0766	0,3062	0,3062	0,3062	0,3062	0,3062

$\Sigma h_{дл}$, м	0,0502	0,7595	3,0303	2,8007	8,6390	11,1877	11,1059	14,1100	16,0382

Местные потери напора по турбинному водоводу к малому агрегату [1] с.31…40 и [2] с.39...41

1,2

Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Турбинный водовод к большому агрегату: Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
Q, м³ /с	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	
D_1, м											2,80	2,20			
b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
$b_п$, м				0,40											
$b_п$/b				0,14											
h, м			2,80	2,80	2,80										
L, м	1,60														
$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
V=Q/ω, м/с	0,063		0,153	0,153	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,316	0,597	0,597	0,597	
β =f(форма)	2,42														
s, мм	8														
b, мм	60														
α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
sinα	0,42242														
D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
k					0,34										
R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
n=$ω_2$/$ω_1$					0,785										
ε					0,71										
ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
hм=ξ*V²/2g , м	0,00001	0,00119	0,00024	0,00012	0,00011	0,00004	0,00044	0,00020	0,00016	0,00006	0,00508	0,01817	0,00063	0,00254	0,02900

4,7

Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Турбинный водовод к большому агрегату: Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
Q, м³ /с	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	
D_1, м											2,80	2,20			
b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
$b_п$, м				0,40											
$b_п$/b				0,14											
h, м			2,80	2,80	2,80										
L, м	1,60														
$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
V=Q/ω, м/с	0,245		0,599	0,599	0,764	0,764	0,764	0,764	0,764	0,764	1,237	2,339	2,339	2,339	
β =f(форма)	2,42														
s, мм	8														
b, мм	60														
α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
sinα	0,42242														
D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
k					0,34										
R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
n=$ω_2$/$ω_1$					0,785										
ε					0,71										
ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
hм=ξ*V²/2g , м	0,00021	0,01822	0,00366	0,00183	0,00174	0,00057	0,00671	0,00306	0,00249	0,00096	0,07799	0,27879	0,00960	0,03903	0,44487

9,4												Турбинный водовод к большому агрегату				
	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	
	D_1, м											2,80	2,20			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
	b_n, м				0,40											
	b_n/b				0,14											
	h, м			2,80	2,80	2,80										
	L, м	1,60														
	ω_1, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
	V=Q/ω, м/с	0,490		1,199	1,199	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527	2,474	4,678	4,678	4,678	
	β =f(форма)	2,42														
	s, мм	8														
	b, мм	60														
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
	sinα	0,42242														
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
	ω_2, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
	k					0,34										
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
	ξ_{90} = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
	n=ω_2/ω_1					0,785										
	ε					0,71										
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00085	0,07289	0,01465	0,00733	0,00698	0,00227	0,02683	0,01224	0,00994	0,00384	0,31198	1,11516	0,03840	0,15612	1,77949

9,4												Турбинный водовод к большому агрегату				
	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	4,70	4,70	4,70	4,70	
	D_1, м											2,80	2,20			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
	b_n, м				0,40											
	b_n/b				0,14											
	h, м			2,80	2,80	2,80										
	L, м	1,60														
	ω_1, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
	V=Q/ω, м/с	0,490		1,199	1,199	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527	1,237	2,339	2,339	2,339	
	β =f(форма)	2,42														
	s, мм	8														
	b, мм	60														
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
	sinα	0,42242														
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
	ω_2, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
	k					0,34										
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
	ξ_{90} = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
	n=ω_2/ω_1					0,785										
	ε					0,71										
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00085	0,07289	0,01465	0,00733	0,00698	0,00227	0,02683	0,01224	0,00994	0,00384	0,07799	0,27879	0,00960	0,03903	0,56324

												Турбинный водовод к большому агрегату			
16,45	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	9,40	9,40	9,40	9,40	
	D_1, м											2,80	2,20			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
	$b_п$, м				0,40											
	$b_п$/b				0,14											
	h, м			2,80	2,80	2,80										
	L, м	1,60														
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
	V=Q/ω, м/с	0,857		2,098	2,098	2,673	2,673	2,673	2,673	2,673	2,673	2,474	4,678	4,678	4,678	
	β =f(форма)	2,42														
	s, мм	8														
	b, мм	60														
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
	sinα	0,42242														
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
	k					0,34										
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
	n=$ω_2$/$ω_1$					0,785										
	ε					0,71										
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00261	0,22322	0,04488	0,02244	0,02136	0,00695	0,08216	0,03750	0,03044	0,01177	0,31198	1,11516	0,03840	0,15612	2,10500

												Турбинный водовод к большому агрегату			
18,8	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	9,40	9,40	9,40	9,40	
	D_1, м											2,80	2,20			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
	$b_п$, м				0,40											
	$b_п$/b				0,14											
	h, м			2,80	2,80	2,80										
	L, м	1,60														
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
	V=Q/ω, м/с	0,979		2,398	2,398	3,055	3,055	3,055	3,055	3,055	3,055	2,474	4,678	4,678	4,678	
	β =f(форма)	2,42														
	s, мм	8														
	b, мм	60														
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
	sinα	0,42242														
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
	k					0,34										
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
	n=$ω_2$/$ω_1$					0,785										
	ε					0,71										
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00340	0,29155	0,05862	0,02931	0,02791	0,00908	0,10731	0,04898	0,03976	0,01538	0,31198	1,11516	0,03840	0,15612	2,25296

												Турбинный водовод к большому агрегату				
18,8	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	9,40	9,40	9,40	9,40	
	D_1, м											2,80	2,20			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
	$b_п$, м				0,40											
	$b_п$/b				0,14											
	h, м			2,80	2,80	2,80										
	L, м	1,60														
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
	V=Q/ω, м/с	0,979		2,398	2,398	3,055	3,055	3,055	3,055	3,055	3,055	2,474	4,678	4,678	4,678	
	β =f(форма)	2,42														
	s, мм	8														
	b, мм	60														
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
	sinα	0,42242														
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
	k					0,34										
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
	$n=ω_2/ω_1$					0,785										
	ε					0,71										
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00340	0,29155	0,05862	0,02931	0,02791	0,00908	0,10731	0,04898	0,03976	0,01538	0,31198	1,11516	0,03840	0,15612	2,25296

												Турбинный водовод к большому агрегату				
21,3	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30	9,40	9,40	9,40	9,40	
	D_1, м											2,80	2,20			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
	$b_п$, м				0,40											
	$b_п$/b				0,14											
	h, м			2,80	2,80	2,80										
	L, м	1,60														
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
	V=Q/ω, м/с	1,109		2,717	2,717	3,461	3,461	3,461	3,461	3,461	3,461	2,474	4,678	4,678	4,678	
	β =f(форма)	2,42														
	s, мм	8														
	b, мм	60														
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
	sinα	0,42242														
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
	k					0,34										
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
	$n=ω_2/ω_1$					0,785										
	ε					0,71										
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00437	0,37425	0,07524	0,03762	0,03582	0,01166	0,13774	0,06287	0,05104	0,01974	0,31198	1,11516	0,03840	0,15612	2,43202

												Турбинный водовод к большому агрегату				
	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D2,2	Ответвление D2,2/D1,6	Плавный поворот на α=16°	Предтурб затвор (Китай)	
22,8	Q, м³ /с	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	9,40	9,40	9,40	9,40	
	D_1, м											2,80	2,20			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80										
	b_n, м				0,40											
	b_n/b				0,14											
	h, м			2,80	2,80	2,80										
	L, м	1,60														
	ω_1, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154	3,799			
	V=Q/ω, м/с	1,188		2,908	2,908	3,705	3,705	3,705	3,705	3,705	3,705	2,474	4,678	4,678	4,678	
	β =f(форма)	2,42														
	s, мм	8														
	b, мм	60														
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0			16,0		
	sinα	0,42242														
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,20	1,60	1,60	1,60	
	ω_2, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	3,799	2,010	2,010	2,010	
	k					0,34										
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00			10,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71			6,25		
	ξ_{90} = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125			0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259			0,276		
	$n=\omega_2/\omega_1$					0,785										
	ε					0,71										
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	1,0000	0,0344	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00501	0,42881	0,08621	0,04311	0,04104	0,01336	0,15783	0,07204	0,05848	0,02262	0,31198	1,11516	0,03840	0,15612	2,55017

Суммарные потери напора

Q,м³/с	1,20	4,70	9,40	9,40	16,45	18,80	18,80	21,30	22,80	
Потери по длине, м	0,0502	0,7595	3,0303	2,8007	8,6390	11,1877	11,1059	14,1100	16,0382	
Местные потери, м	0,0290	0,4449	1,7795	0,5632	2,1050	2,2530	2,2530	2,4320	2,5502	
Суммарные потери, м	**0,0792**	**1,2044**	**4,8098**	**3,3639**	**10,7440**	**13,4406**	**13,3588**	**16,5420**	**18,5884**	**18,6**

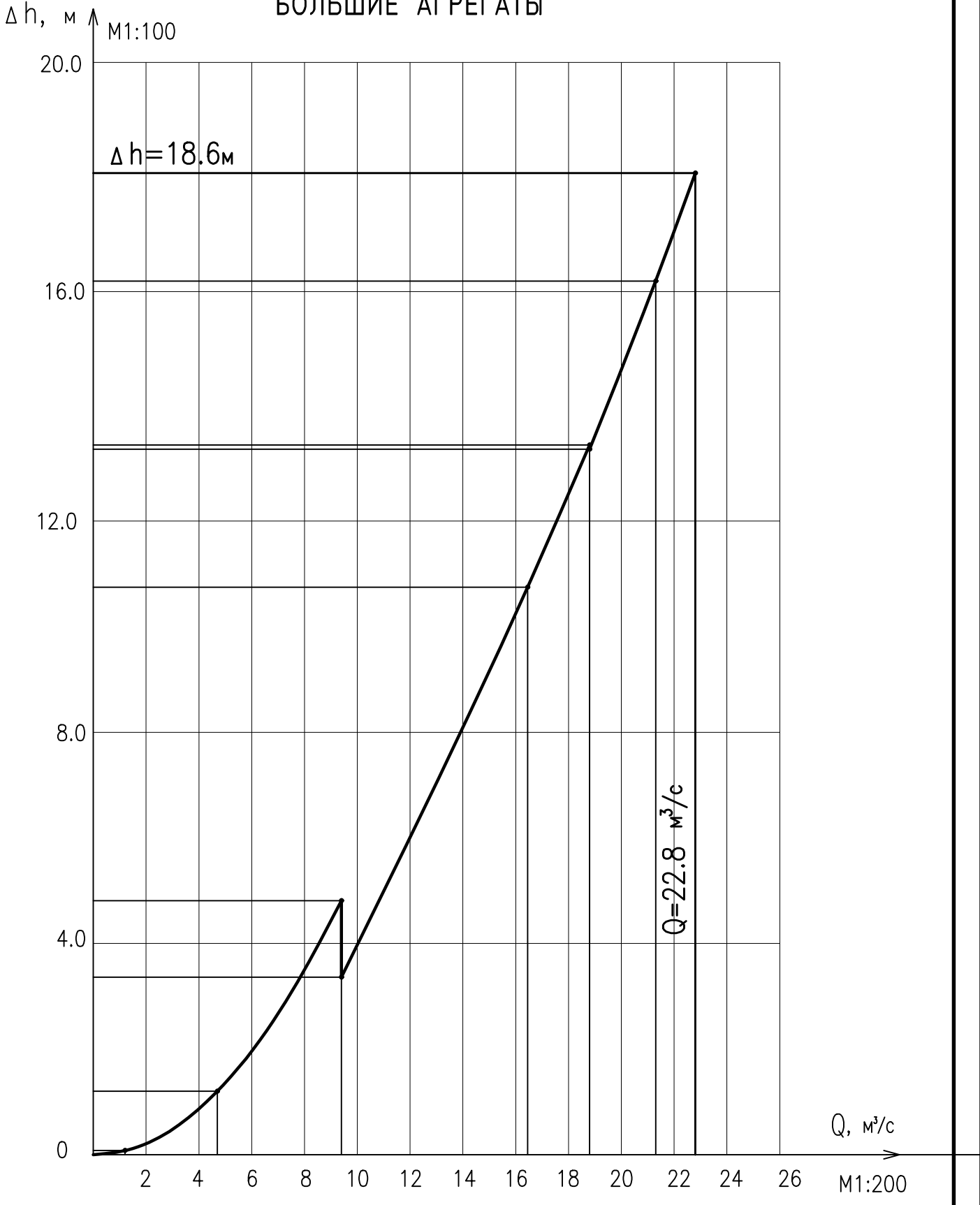
По результатам расчета построен график потерь напора.

Литература

1. Киселев П.Г. "Справочник по гидравлическим расчетам" 1972г.
2. ВСН 38-70 "Глубинные водосбросы и водовыпуски гидроузлов" 1972г.

ГРАФИК ПОТЕРЬ НАПОРА

БОЛЬШИЕ АГРЕГАТЫ



Q, м³/с	1.20	4.70	9.40	9.40	16.45	18.80	18.80	21.30	22.80
Суммарные потери, м	0.0792	1.2044	4.8098	3.3639	10.7440	13.4406	13.3588	16.5420	18.5884

Кора ГЭС-3

ГЭС-3 на р.Кора
Подводящий тракт
Потери напора по малому агрегату

Исходные данные

1. Класс сооружения			III
2. Отм НПУ			1445
3. Отм ФПУ			1447
4. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$ (2больш +1мал)			22,8
5. Расход 1агр ГЭС (больш), $м^3/с$			9,4
6. Расход 1агр ГЭС (мал), $м^3/с$			4,0
7. Расход минимальный гарантированный, $м^3/с$			1,2
8. Подводящий водовод			
D - диаметр, м			2,8
L - общая длина, м			2 750,4
в том числе:			
$L_{2,8м}$ - длина участков в металле (+ криволинейные), м			326,4
$L_{2,8п}$ - длина участков в пластике (прямолинейные), м			2 424,0
n - количество поворотов, шт			10,0
α - углы поворотов, градус	10°, 20°, 19°, 21°, 19°, 21.5°, 18.5°, 55.5°, 42°, 15°		
осредняем и принимаем:		1шт	10°
		6шт	20°
		1шт	55.5°
		1шт	42°
		1шт	15°
R - радиусы поворотов на углы 10°, 20°, 19°, 21°, 19°, 21.5°, 18.5°, 15°, м			30,0
R - радиусы поворотов на углы 55,5°, 42°, м			30,0
9. Развилка D2,8/D2,25xD1,1м - металл			60,0
10. Развилка D2,25/D1,6xD1,6м - металл			
11. Турбинный водовод к малому агрегату - металл			
D - диаметр, м			1,1
L - длина, м			49,4
n - количество поворотов, шт			1,0
α - угол поворота, градус		1шт	32°
R - радиус поворота, м			5,0
12. Турбинный водовод к большому агрегату (2 шт) - металл			
D_1 - диаметр, м			2,25
L_1 - длина, м			19,5
D_2 - диаметр, м			1,6
L_2 - длина, м			28,3
n - количество поворотов (на участке 2), шт			1,0
α - угол поворота, градус		1шт	16°
R - радиус поворота, м			10,0
13. Потери по отстойнику по предыдущему расчету			

Расчет

Общие потери напора складываются из сумм потрь напора по длине и сумм местных потерь напора.

$h=\sum h_{дл}+\sum h_м$

$h_{дл}$-потери напора по длине, м

$h_{дл}=(\lambda*L*V^2)/(2*g*d)$ [1] с.76, п.7-1

$h_м$-местные потери напора, м

$h_м=(\xi*V^2)/(2*g)$ [1] с.38, п.4-4

где λ - коэффициент сопротивления по длине
по формуле А. Д. Альтшуля

$\lambda=0.11*(k_э/d+68/Re)^{0.25}$ [1] с.33, п.4-3

Re - число Рейнольдса

$Re=V*d/v$ [1] с.31, п.4-1

v - кинематический коэффициент вязкости воды

$v=f(t°C)=f(15°)$, $м^2/с$ [1] с.13, п.1-12 0,00000114

L - длина участка, м

V - скорость течения, м/с

g - ускорение свободного падения, $м/с^2$

d - диаметр водовода, м		
$k_э$ - абсолютная величина шероховатости, мм	металл	0,001
	пластик	0,00045
$h_м$-местные потери напора, м		
$h_м=(\xi*V^2)/(2*g)$	[1] с.38, п.4-4	
1. Решетка		
$\omega_{реш}$ - площадь решетки, м^2		19,20
$b_{реш}$ - пролет решетки, м	10шт х 1,2м	12,00
$L_{реш}$ - длина решетки до НПУ, м		1,60
$\xi_{реш}=\beta*\sin\alpha*(s/b)^{1.333}$ - коэффициент потерь на решетке	[1] с.47	0,0697
β - коэффициент, зависящий от формы стержней решетки для стержня решетки прямоугольной формы (а)	[1]табл.4-31	2,42
s - толщина стержня, мм		8,00
b - величина просвета между стержнями, мм		60,00
α - угол наклона решетки к горизонту °С		25
sinα		0,42242
2. Потери по отстойнику - смотри расчет__Потери для графика		
3. Вход в водовод		
$\xi_{вх}$ - коэффициент потерь на вход при плавных кромках	[1] с.48,п.4-5	0,2000
4. Пазы затвора		
$b_п$ - ширина паза, м		0,40
b - ширина пролета, м		2,80
$\xi_{паз} = f(b_п/b)$ - коэффициент потерь в пазах затворов	по интерпол.	0,10
$b_п/b$	[2] с.40	0,14
5. Конфузор 1 - на входе переход с bxh=2,8x2,8м на D2,8м		
$\xi_{конф} = k_{пс}*((1/\varepsilon)-1)^2$ - коэффициент сопротивления для конфузора		0,0587
$k_{пс}=f(\alpha)$ - коэффициент смягчения	[1] табл.4-13	0,340
α - угол смягчения		14,00
_Начальное сечение		
b - пролет, м		2,80
h - высота сечения, м		2,80
ω_1 - начальное сечение конфузора, м		7,84
_Конечное сечение		
D - диаметр трубы, м		2,80
ω_2 - конечное сечение конфузора, м		6,154
$n=\omega_2/\omega_1$ - степень сжатия потока		0,785
$\varepsilon = 0.57+(0.043/(1.1-n))$ - коэффициент сжатия струи		0,71
6. Плавный поворот на подводящем водоводе		10 поворотов
$\xi_\alpha = \xi_{90}*a$ - коэффициент сопротивления при повороте		
ξ_{90} = f(R/D) - коэффициент сопротивления при повороте на 90°	[1] табл.4-17	
R - радиус поворота, м		
D - диаметр трубопровода, м		
a = sinα - коэффициент, зависящий от угола поворота	[1] с.41	
α - угол поворота		
7. Ответвление к малому агрегату		
$\xi_{отв}$ - коэффициент сопротивления при ответвлении	[1] с.44	1,00
8. Плавный поворот на турбинном водоводе к малому агрегату		1 поворот
$\xi_\alpha = \xi_{90}*a$ - коэффициент сопротивления при повороте		
ξ_{90} = f(R/D) - коэффициент сопротивления при повороте на 90°	[1] табл.4-17	
R - радиус поворота, м		5,000
D - диаметр трубопровода, м		1,100
a = sinα - коэффициент, зависящий от угола поворота	[1] с.41	
α - угол поворота		32,00
9. Ответвление к большому агрегату		
$\xi_{отв}$ - коэффициент сопротивления при ответвлении	[1] с.44	1,00
10. Плавный поворот на турбинном водоводе к большому агрегату		1 поворот
$\xi_\alpha = \xi_{90}*a$ - коэффициент сопротивления при повороте		
ξ_{90} = f(R/D) - коэффициент сопротивления при повороте на 90°	[1] табл.4-17	
R - радиус поворота, м		10,000
D - диаметр трубопровода, м		1,600
a = sinα - коэффициент, зависящий от угола поворота	[1] с.41	
α - угол поворота		16,00
11. Предтурбинный затвор (Китай)		
$\xi_{кл}$ - коэффициент потерь		0,14

Потери напора по длине водовода

пластик __подводящий водовод__D2,8

Q, м³ /с	1,20	2,00	4,00	4,00	8,70	13,40	13,40	18,10	22,80
d, м	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
ω, м²	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154
V=Q/ω, м/с	0,195	0,325	0,650	0,650	1,414	2,177	2,177	2,941	3,705
L, м	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00	2424,00
v, м²/с	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114
kэ, м	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Re=V*d/v	478904,267	798173,7784	1596347,557	1596347,557	3472055,94	5347764,32	5347764,32	7223472,69	9099181,07
λ=0.11*(kэ/d+68/Re)0.25	0,0219	0,0217	0,0215	0,0215	0,0215	0,0214	0,0214	0,0214	0,0214
$h_{дл}$=λ*L*V²/19.62d, м	0,0367	0,1011	0,4015	0,4015	1,8921	4,4833	4,4833	8,1751	12,9676

металл __подводящий водовод__D2,8

Q, м³ /с	1,20	2,00	4,00	4,00	8,70	13,40	13,40	18,10	22,80
d, м	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
ω, м²	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154
V=Q/ω, м/с	0,195	0,325	0,650	0,650	1,414	2,177	2,177	2,941	3,705
L, м	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40	326,40
v, м²/с	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114
kэ, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Re=V*d/v	478904,267	798173,7784	1596347,557	1596347,557	3472055,94	5347764,32	5347764,32	7223472,69	9099181,07
λ=0.11*(kэ/d+68/Re)0.25	0,0272	0,0270	0,0270	0,0270	0,0269	0,0269	0,0269	0,0269	0,0269
$h_{дл}$=λ*L*V²/19.62d, м	0,0061	0,0170	0,0677	0,0677	0,3197	0,7581	0,7581	1,3828	2,1939

металл __турбинный водовод к малым агрегатам__D1,1

Q, м³ /с	1,20	2,00	4,00	2,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
d, м	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
ω, м²	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
V=Q/ω, м/с	1,263	2,106	4,211	2,106	4,211	4,211	4,211	4,211	4,211
L, м	49,40	49,40	49,40	49,40	49,40	49,40	49,40	49,40	49,40
v, м²/с	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114	0,00000114
kэ, м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Re=V*d/v	1219029,04	2031715,072	4063430,145	2031715,072	4063430,14	4063430,14	4063430,14	4063430,14	4063430,14
λ=0.11*(kэ/d+68/Re)0.25	0,0340	0,0340	0,0340	0,0340	0,0340	0,0340	0,0340	0,0340	0,0340
$h_{дл}$=λ*L*V²/19.62d, м	0,1243	0,3450	1,3794	0,3450	1,3794	1,3794	1,3794	1,3794	1,3794

$\Sigma h_{дд}$, м	0,1671	0,4631	1,8486	0,8142	3,5912	6,6207	6,6207	10,9373	16,5409

Местные потери напора по турбинному водоводу к малому агрегату [1] с.31…40 и [2] с.39...41

1,2

											Турбинный водовод к малому агрегату			
Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
Q, м³ /с	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	
D_1, м											2,80			
b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
$b_п$, м				0,40										
$b_п$/b				0,14										
h, м			2,80	2,80	2,80									
L, м	1,60													
$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
V=Q/ω, м/с	0,063		0,153	0,153	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	1,263	1,263	1,263	
β =f(форма)	2,42													
s, мм	8													
b, мм	60													
α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
sinα	0,42242													
D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
k					0,34									
R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
$n=ω_2/ω_1$					0,785									
ε					0,71									
ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
hм=ξ*V²/2g , м	0,00001	0,00119	0,00024	0,00012	0,00011	0,00004	0,00044	0,00020	0,00016	0,00006	0,08135	0,00539	0,01139	0,10070

2

											Турбинный водовод к малому агрегату			
Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
Q, м³ /с	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
D_1, м											2,80			
b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
$b_п$, м				0,40										
$b_п$/b				0,14										
h, м			2,80	2,80	2,80									
L, м	1,60													
$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
V=Q/ω, м/с	0,104		0,255	0,255	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	2,106	2,106	2,106	
β =f(форма)	2,42													
s, мм	8													
b, мм	60													
α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
sinα	0,42242													
D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
k					0,34									
R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
$n=ω_2/ω_1$					0,785									
ε					0,71									
ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
hм=ξ*V²/2g , м	0,00004	0,00330	0,00066	0,00033	0,00032	0,00010	0,00121	0,00055	0,00045	0,00017	0,22597	0,01496	0,03164	0,27971

												Турбинный водовод к малому агрегату			
4	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	
	D_1, м											2,80			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
	$b_п$, м				0,40										
	$b_п$/b				0,14										
	h, м			2,80	2,80	2,80									
	L, м	1,60													
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
	V=Q/ω, м/с	0,208		0,510	0,510	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	4,211	4,211	4,211	
	β =f(форма)	2,42													
	s, мм	8													
	b, мм	60													
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
	sinα	0,42242													
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
	k					0,34									
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
	$n=ω_2/ω_1$					0,785									
	ε					0,71									
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00015	0,01320	0,00265	0,00133	0,00126	0,00041	0,00486	0,00222	0,00180	0,00070	0,90388	0,05985	0,12654	1,11885

												Турбинный водовод к малому агрегату			
4	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	2,00	2,00	2,00	
	D_1, м											2,80			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
	$b_п$, м				0,40										
	$b_п$/b				0,14										
	h, м			2,80	2,80	2,80									
	L, м	1,60													
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
	V=Q/ω, м/с	0,208		0,510	0,510	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	2,106	2,106	2,106	
	β =f(форма)	2,42													
	s, мм	8													
	b, мм	60													
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
	sinα	0,42242													
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
	k					0,34									
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
	$n=ω_2/ω_1$					0,785									
	ε					0,71									
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00015	0,01320	0,00265	0,00133	0,00126	0,00041	0,00486	0,00222	0,00180	0,00070	0,22597	0,01496	0,03164	0,30115

												Турбинный водовод к малому агрегату			
8,7	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	4,00	4,00	4,00	
	D_1, м											2,80			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
	$b_п$, м				0,40										
	$b_п$/b				0,14										
	h, м			2,80	2,80	2,80									
	L, м	1,60													
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
	V=Q/ω, м/с	0,453		1,110	1,110	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414	4,211	4,211	4,211	
	β =f(форма)	2,42													
	s, мм	8													
	b, мм	60													
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
	sinα	0,42242													
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
	k					0,34									
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
	n=$ω_2$/$ω_1$					0,785									
	ε					0,71									
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00073	0,06244	0,01255	0,00628	0,00598	0,00194	0,02298	0,01049	0,00852	0,00329	0,90388	0,05985	0,12654	1,22546

												Турбинный водовод к малому агрегату			
13,4	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	4,00	4,00	4,00	
	D_1, м											2,80			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
	$b_п$, м				0,40										
	$b_п$/b				0,14										
	h, м			2,80	2,80	2,80									
	L, м	1,60													
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
	V=Q/ω, м/с	0,698		1,709	1,709	2,177	2,177	2,177	2,177	2,177	2,177	4,211	4,211	4,211	
	β =f(форма)	2,42													
	s, мм	8													
	b, мм	60													
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
	sinα	0,42242													
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
	k					0,34									
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
	n=$ω_2$/$ω_1$					0,785									
	ε					0,71									
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00173	0,14812	0,02978	0,01489	0,01418	0,00461	0,05452	0,02488	0,02020	0,00781	0,90388	0,05985	0,12654	1,41099

												Турбинный водовод к малому агрегату			
13,4	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	4,00	4,00	4,00	
	D_1, м											2,80			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
	$b_п$, м				0,40										
	$b_п$/b				0,14										
	h, м			2,80	2,80	2,80									
	L, м	1,60													
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
	V=Q/ω, м/с	0,698		1,709	1,709	2,177	2,177	2,177	2,177	2,177	2,177	4,211	4,211	4,211	
	β =f(форма)	2,42													
	s, мм	8													
	b, мм	60													
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
	sinα	0,42242													
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
	k					0,34									
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
	n=$ω_2$/$ω_1$					0,785									
	ε					0,71									
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00173	0,14812	0,02978	0,01489	0,01418	0,00461	0,05452	0,02488	0,02020	0,00781	0,90388	0,05985	0,12654	1,41099

												Турбинный водовод к малому агрегату			
18,1	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
	Q, м³ /с	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10	4,00	4,00	4,00	
	D_1, м											2,80			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
	$b_п$, м				0,40										
	$b_п$/b				0,14										
	h, м			2,80	2,80	2,80									
	L, м	1,60													
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
	V=Q/ω, м/с	0,943		2,309	2,309	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	4,211	4,211	4,211	
	β =f(форма)	2,42													
	s, мм	8													
	b, мм	60													
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
	sinα	0,42242													
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
	k					0,34									
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
	n=$ω_2$/$ω_1$					0,785									
	ε					0,71									
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00316	0,27024	0,05433	0,02717	0,02587	0,00842	0,09947	0,04540	0,03686	0,01426	0,90388	0,05985	0,12654	1,67543

												Турбинный водовод к малому агрегату			
	Вид местного сопротивления	Решетка	Отстойник	Вход	Паз затвора	Конфузор 1	Плавный поворот на α=10°	Плавный повор. (6шт) на α=20°	Плавный поворот на α=55,5°	Плавный поворот на α=42°	Плавный поворот на α=15°	Ответвление D2,8/D1,1	Плавный поворот на α=32°	Предтурб затвор (Китай)	
22,8	Q, м³ /с	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	4,00	4,00	4,00	
	D_1, м											2,80			
	b, м	12,00		2,80	2,80	2,80									
	$b_п$, м				0,40										
	$b_п$/b				0,14										
	h, м			2,80	2,80	2,80									
	L, м	1,60													
	$ω_1$, м²	19,20		7,84	7,84	7,84						6,154			
	V=Q/ω, м/с	1,188		2,908	2,908	3,705	3,705	3,705	3,705	3,705	3,705	4,211	4,211	4,211	
	β =f(форма)	2,42													
	s, мм	8													
	b, мм	60													
	α , °	25				14	10,0	20,0	55,5	42,0	15,0		32,0		
	sinα	0,42242													
	D_2, м					2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,10	1,10	1,10	
	$ω_2$, м²					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	0,950	0,950	0,950	
	k					0,34									
	R, м						30,00	30,00	60,00	60,00	30,00		5,00		
	R/D						10,71	10,71	21,43	21,43	10,71		4,55		
	$ξ_{90}$ = f(R/D)						0,110	0,110	0,125	0,125	0,125		0,125		
	a=sinα						0,174	0,342	0,824	0,669	0,259		0,530		
	n=$ω_2$/$ω_1$					0,785									
	ε					0,71									
	ξ	0,0697		0,2000	0,1000	0,0587	0,0191	0,0376	0,1030	0,0836	0,0323	1,0000	0,0662	0,14	
	hм=ξ*V²/2g , м	0,00501	0,42881	0,08621	0,04311	0,04104	0,01336	0,15783	0,07204	0,05848	0,02262	0,90388	0,05985	0,12654	2,01877

Суммарные потери напора

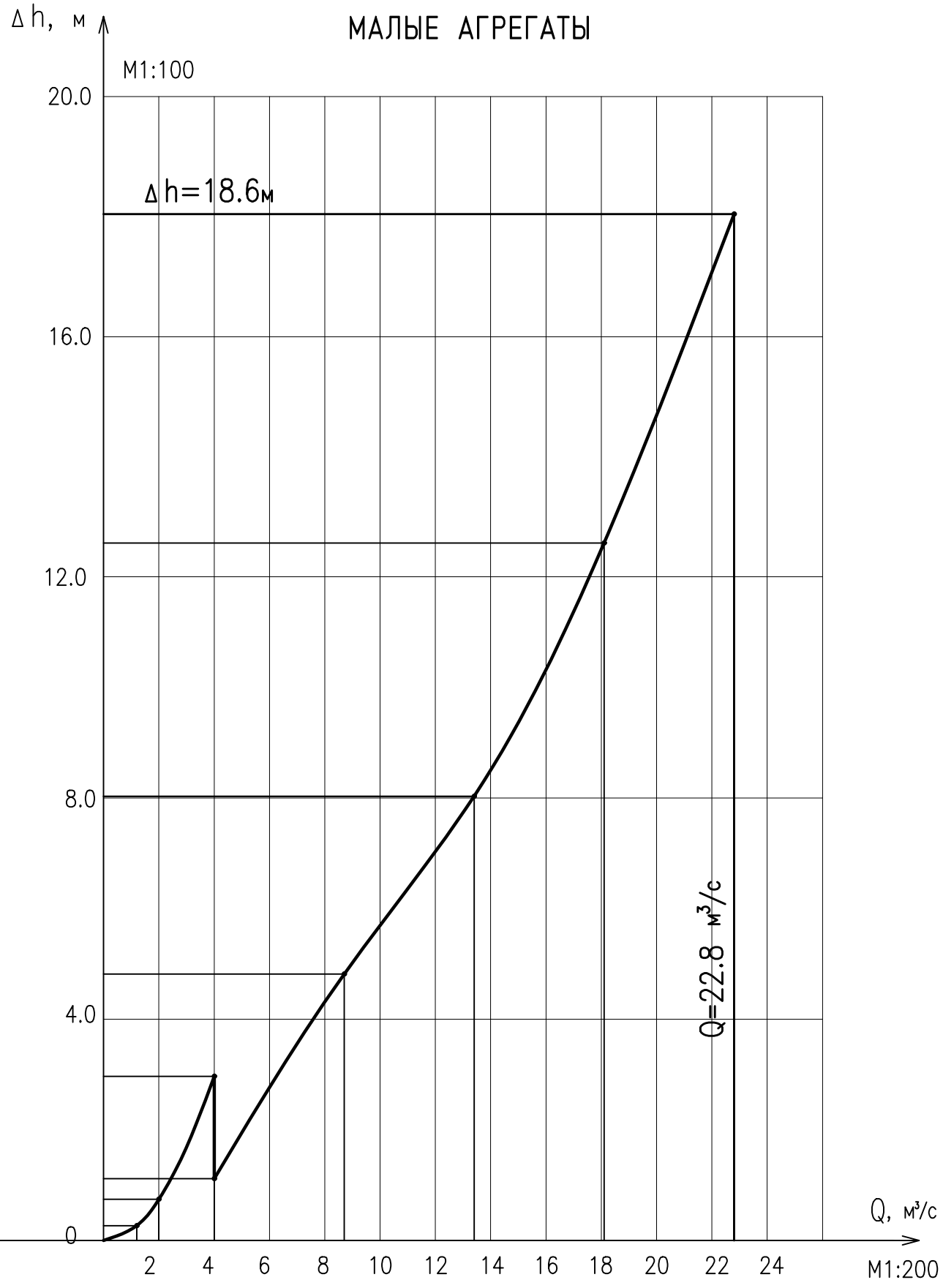
Q,м³/с	1,20	2,00	4,00	4,00	8,70	13,40	13,40	18,10	22,80	
Потери по длине, м	0,1671	0,4631	1,8486	0,8142	3,5912	6,6207	6,6207	10,9373	16,5409	
Местные потери, м	0,1007	0,2797	1,1188	0,3011	1,2255	1,4110	1,4110	1,6754	2,0188	
Суммарные потери, м	**0,2678**	**0,7428**	**2,9675**	**1,1154**	**4,8166**	**8,0317**	**8,0317**	**12,6127**	**18,5597**	**18,6**

По результатам расчета построен график потерь напора.

Литература

1. Киселев П.Г. "Справочник по гидравлическим расчетам" 1972г.
2. ВСН 38-70 "Глубинные водосбросы и водовыпуски гидроузлов" 1972г.

ГРАФИК ПОТЕРЬ НАПОРА
МАЛЫЕ АГРЕГАТЫ



Q, м³/с	1.20	2.00	4.00	4.00	8.70	13.40	13.40	18.10	22.80
Суммарные потери, м	0.2678	0.7428	2.9675	1.1154	4.8166	8.0317	8.0317	12.6127	18.5597

Кора ГЭС-3

ГЭС-3 на р.Кора
Отводящий канал
Бетонное корытообразное сечение

Исходные данные

1. Класс сооружения		III
2. Отм НПУ_отм.УВ в напорном бассейне		1444,57
3. Расход ГЭС, $Q_{ГЭС}$, $м^3/с$ (2больш +1мал)		22,8
4. Расход 1агр ГЭС (больш), $м^3/с$		9,4
5. Расход 1агр ГЭС (мал), $м^3/с$		4,0
6. Расход минимальный гарантированный, $м^3/с$		1,2
7. Эксплуатационный расход_max селевой, $Q_{эк\,с}$ (0.5%), $м^3/с$	[3], табл.14	281
		302
8. Отм.лотка в НБ, м		определ
9. Сечение отводящего канала корытообразного типа с габаритами:		
b - пролет, м		задается
h - глубина воды, м		задается
i - уклон		задается
материал - бетон		
n - коэффийиент шероховатости_для бетона	[2] таб.8-6	0,016
10. L - длина отводящего канала (до реки), м		133,0

Расчет

Расчет ведем методом последовательного приближения, задаваясь шириной и наполнением канала.

Расчет ведется в табличной форме.

Расход канала определяется по формуле (8-1).

$Q = \omega * C * (R * i)^{0.5}$, $м^3/с$ [2] с.82

где ω - живое сечение, $м^2$

$\omega = b * h$, $м^2$

χ - смоченный периметр, м

$\chi = b + 2 * h$, м

$R = \omega / \chi$ - гидравлический радиус, м

$C = (1/n) * R^{0.167}$ - коэффициен Шези по Маннингу

n - коэффийиент шероховатости_для бетона 0,016

$V = C * (R * i)^{0.5}$ - скорость течения, м/с

	min	4агр
Q, м³/с	1,20	22,80
L, м	135,00	135,00
i	0,0090	0,0090
h, м	0,20	1,44
b, м	3,20	3,20
$\omega=b*h$, м^2	0,64	4,62
$\chi=b+2*h$, м	3,60	6,09
$R=\omega/\chi$, м	0,17778	0,75900
n	0,0160	0,0160
$c=(1/n)*R^{0.167}$	46,83921	59,68711
$Q=\omega c(Ri)^{0.5}$, м³/с	1,20	22,80
$V=c*(Ri)^{0.5}$, м/с	1,87	4,93
отм лотка в НБ, м	1298,00	1298,00
отм НБ, м	1298,20	1299,44

Для построения кривой НБ

1,20	1,50	5,00	10,00	15,00	20,00	25,00
173,00	173,00	173,00	173,00	173,00	173,00	173,00
0,0090	0,0090	0,0090	0,0090	0,0090	0,0090	0,0090
0,200	0,230	0,501	0,801	1,065	1,312	1,547
3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
0,64	0,74	1,60	2,56	3,41	4,20	4,95
3,60	3,66	4,20	4,80	5,33	5,82	6,29
0,17778	0,20109	0,38153	0,53378	0,63940	0,72088	0,78653
0,0160	0,0160	0,0160	0,0160	0,0160	0,0160	0,0160
46,83921	47,81314	53,21031	56,27937	58,00214	59,17565	60,04325
1,20	1,50	5,00	10,00	15,00	20,01	25,01
1,87	2,03	3,12	3,90	4,40	4,77	5,05

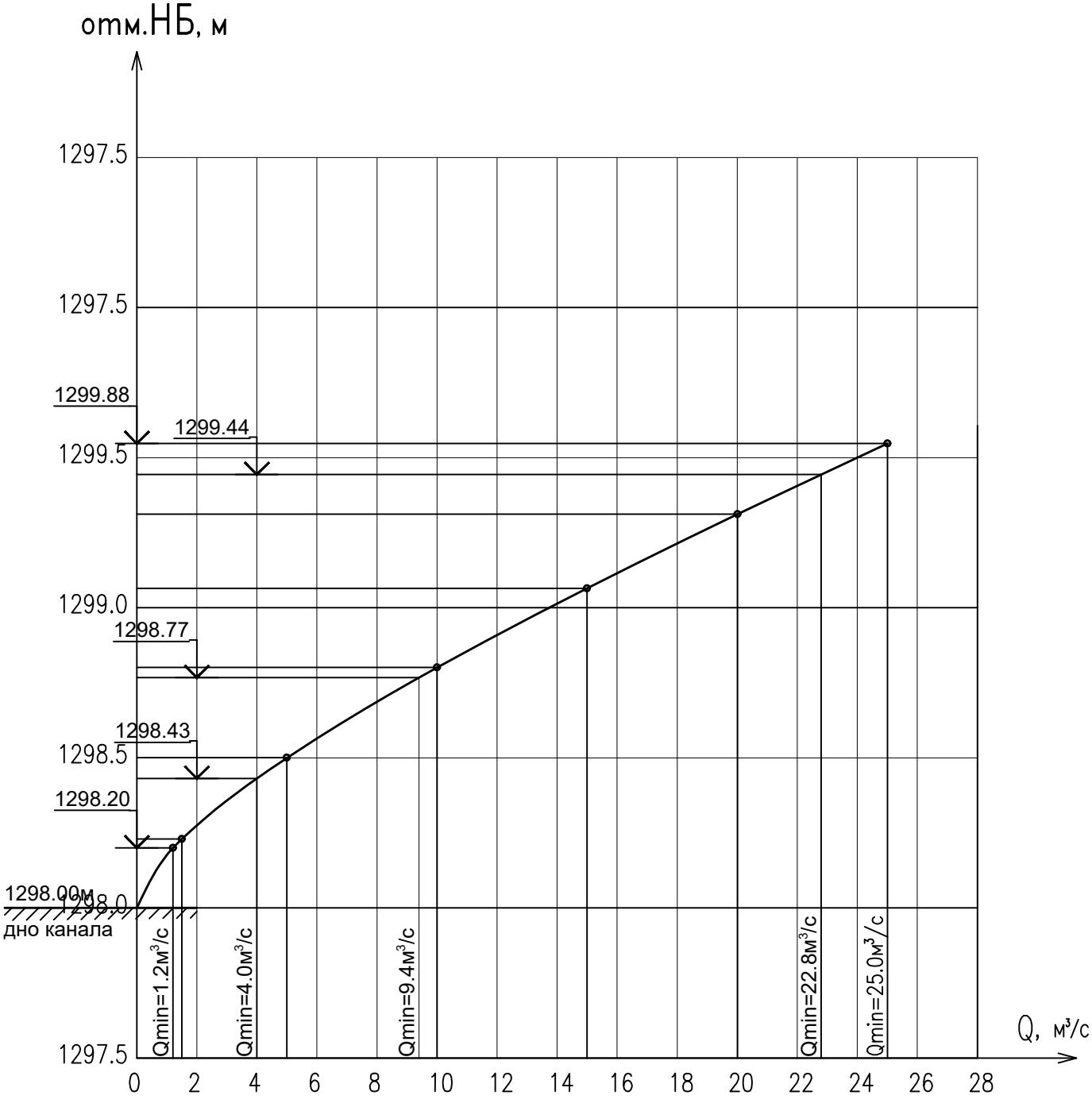
Принимаем:

b - ширина канала, м	3,20
h - глубина канала, м	1,44
i - уклон канала, м	0,0090
L - длина канала, м	135,00

Литература

1. СНиП РК 3.04-01-2008_Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования
2. Справочник по гидравлическим расчетам под редакцией П.Г.Киселева_1972г
3. Предварительная справка о максимальных расходах воды и твердом стоке р.Кара в створе проектируемой ГЭС
4. СНиП 2.06.06-5_Плотины бетонные и железобетонные

КРИВАЯ НИЖНЕГО БЬЕФА
отводящий канал

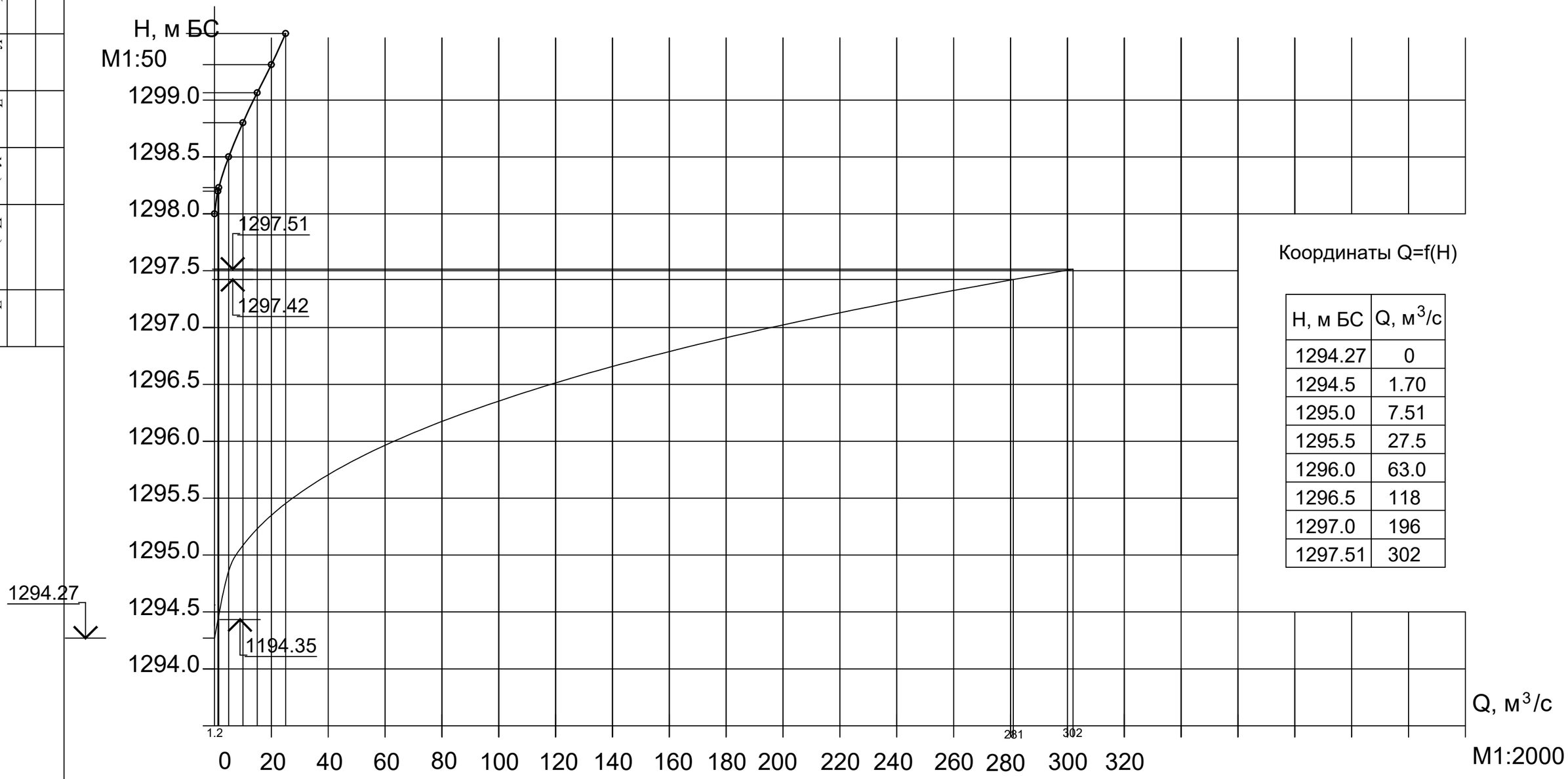


$M_{гор}$ 1:200 (в метрах)

$M_{верт}$ 1:20 (в метрах)

ПСКЕМСКАЯ ГЭС на реке Пскем

Лист



Координаты Q=f(H)

H, м БС	Q, м^3/с
1294.27	0
1294.5	1.70
1295.0	7.51
1295.5	27.5
1296.0	63.0
1296.5	118
1297.0	196
1297.51	302

Примечание: 1. Кривая Q = f(H) просчитана на расход воды 0.5% обеспеченности, равный 302 м^3/с, при n = 0.08 i = 0.03.
2. В расчетах принят поперечный профиль, снятый со съемки М 1:1000 с условно принятыми глубинами.
3. Кривая Q=f(H) предварительная.

Рис. Кривая зависимости расходов воды от уровней р.Кора в створе отводящего канала ГЭС-3

ГЭС-3 на р.Кора

Расчет заиления водохранилища

Исходные данные

1. Согласно проработкам по горным рекам Казахстанаа сток влекомых наносов р.Кора можно принять около 30% от стока взвешенных.
2. Суммарный годовой сток взвешенных и влекомых наносов в среднем за многолетие, т — 127 000
   или, $м^3$ — 99 000
3. $P_{взвеш}$ - среднемноголетний годовой сток взвешенных наносов, т — 98 000
4. $P_{влек}$ - среднемноголетний годовой сток влекомых наносов, т — 29 000
5. Объемный вес взвешенных наносов - $\gamma_{взвеш}$, $т/м^3$ — 1,15
6. Объемный вес влекомых наносов - $\gamma_{влек}$, $т/м^3$ — 2,10

Расчет

Определяем среднемноголетний годовой объем влекомых наносов

$W_{влек} = P_{влек}/\gamma_{влек}$, $м^3$ — 13 810

Соотношение расходов, сбрасываемых через СЭВ с донником и через поверхностный водосброс приблизительно один к одному.
Принимаем, что все влекомые наносы в двух частях из трех пролетают в нижний бьеф во время паводка
И только одна треть влекомых наносов оседает у плотины.
В соответствии с кривой объема водохранилища (наполнение) определяем объем водохранилища при отметках порога СЭВ и донника (1438.60) и порога водоподводящего тракта (1444.0) в $м^3$

при 1438.60	17
при 1444.0	5 477

Принимаем за основу расчета объем $W_{водохр}$ = 1.64 тыс $м^3$
и вычисяем сколько лет будет заиляться водохранилище

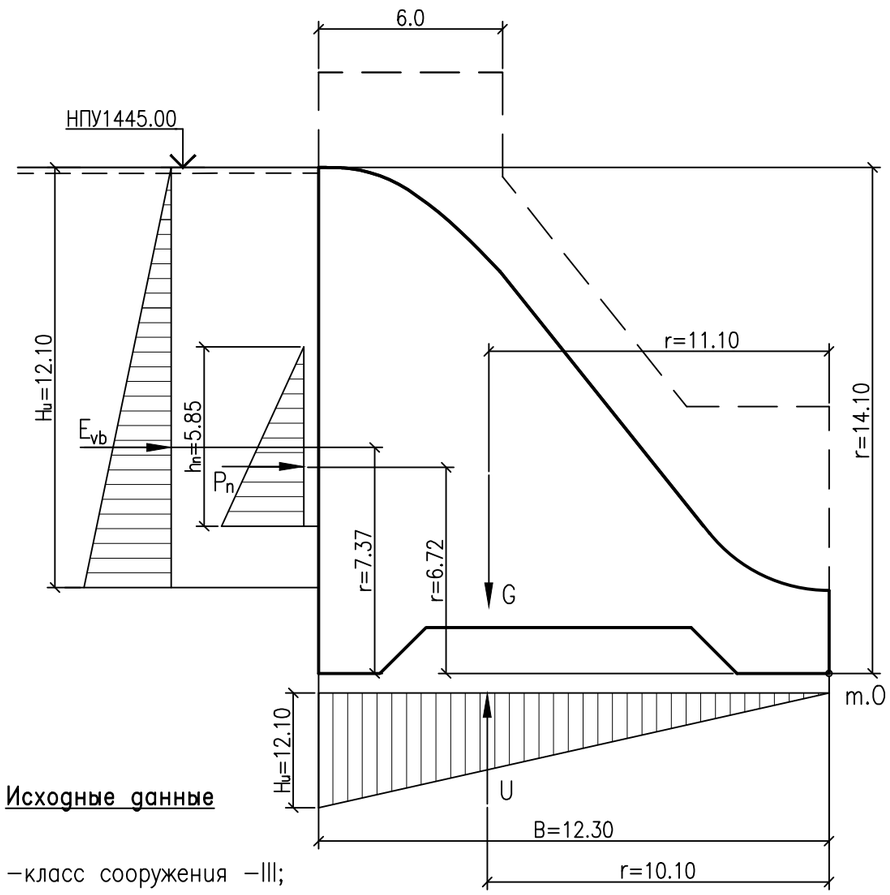
$T = W_{водохр}/(W_{влек}/3)$, год

год	1,19
мес	14

Вывод: Водохранилище до порога водоподводящего тракта заилится за 14 мес (1.2 года)

БЕТОННАЯ ГРАВИТАЦИОННАЯ ПЛОТИНА

Расчетная схема



Исходные данные

–класс сооружения –III;

–отм. НПУ=1445.00;

–сейсмичность площадки 9 баллов;

–основание: современные–верхнечетвертичные делювиальные отложения. Щебень–53% с глыбами–20%, дресвой–9% и сложным заполнителем (в основном песчаным–18%).

с =0.03МПа =3m/м^2 ;

f =tgφ =0.45 –коэффициент трения по подошве;

–допустимый коэффициент запаса устойчивости для сооружений II класса по [1] таб.6, с.81:

k_{dop} =1.20 – для основного сочетания нагрузок;

k_{dop} =1.10 – для особого сочетания нагрузок;

–влекомые наносы: отложение до середины порога переливной части плотины

φ_n =22° –угол внутреннего трения;

γ_n =2.00m/м^3 ($\gamma_{n.vzv}$=1.00m/м^3) –объемный вес;

Расчет

В качестве основного расчетного случая принят случай сдвига плотины по поверхности сопряжения ее с основанием.

Считаем, что весь расход проходит через агрегаты и поэтому гидростатическое давление с НБ не проявилось.

В расчете рассматривался условно вырезанный 1м плотины.

Коэффициент запаса устойчивости на опрокидывание относительно m.0:

$k_{ycm}=(M_{yg}*\gamma_{cd})/(M_{onp}\gamma_n*\gamma_{lc})$ [1], с.21

где M_{yg}–сумма моментов удерживающих сил;

M_{onp}–сумма моментов опрокидывающих сил;

γ_{cd} =0.95–коэф. условий работы [2] таб.6*, п.2а;

γ_n =1.15–коэф. надежности для III кл. [3] с.3, п.2.2;

γ_{lc} –коэф. сочетаний нагрузок [3] с.3, п.2.2

γ_{lc} =1.0 –на основное сочетание нагрузок;

Нагрузки

G =$S_{pl}*\gamma_b*\gamma_f$ =403m – вес плотины;

где S_{pl} =152.6м^2 –площадь сечения плотины;

γ_b =2.4m/м –объемный вес бетона;

γ_f =1.1 –коэффициент надежности по нагрузке [4] с.3

E_{vb} =$\gamma_v*H_u^2/2$ =93.85m – давление воды с ВБ;

P_n =$(\gamma_{n.vzv}*h_n^2/2)*tg^2(45°-\varphi_n/2)*\gamma_f$ =7.32m –давление наносов;

U=$(H_u*B)/2$=86.30m – противодавление

Удерживающий момент: $M_{yg}=G*r=403*11.1=4473$тм

Сумма опрокидывающих моментов: $M_{onp}=E_{vb}*r+P_n*r+U*r=93.85*7.37+7.32*6.72+86.3*11.15=1703$тм

$k_{ycm}=4473/1703=2.6$

Плотина к опрокидыванию весьма устойчива.

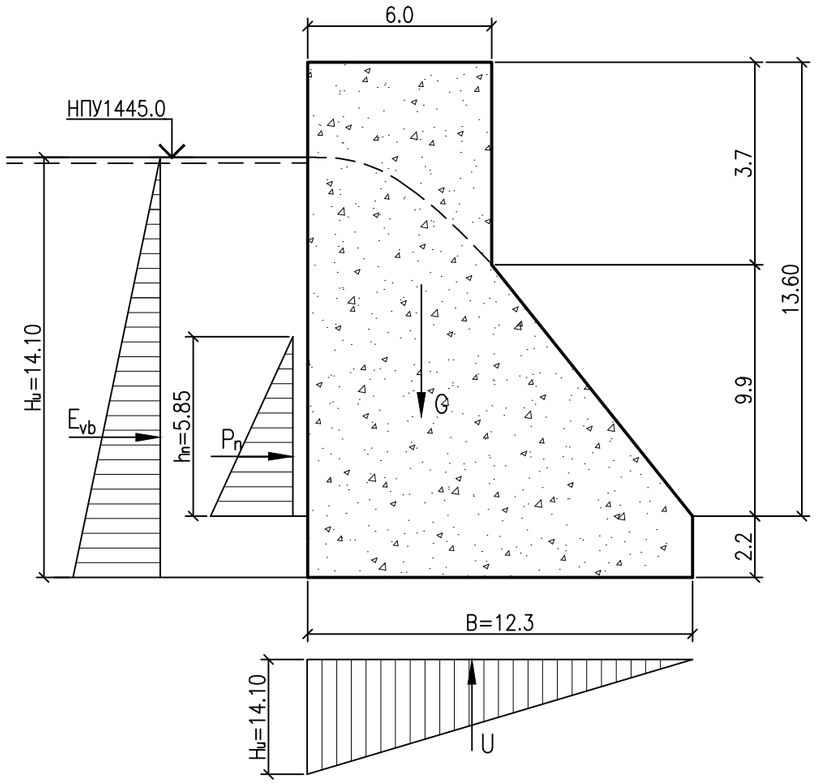
Литература

1. СН 123–60 "Нормы и технические условия проектирования бетонных и гравитационных плотин" М. 1961г.
2. СНиП 2.06.06–85 "Плотины бетонные и железобетонные"
3. СНиП 2.06.01–86 "Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования"
4. СНиП 2.01.07–85 "Нагрузки и воздействия"
5. СНиП II–7–81* "Строительство в сейсмических районах"

Рис. Расчет устойчивости плотины на опрокидывание

БЕТОННАЯ ГРАВИТАЦИОННАЯ ПЛОТИНА

Расчетная схема



Исходные данные

–класс сооружения –II;

–отм. НПУ=1445.00;

–сейсмичность площадки 9 баллов;

–основание: современные–верхнечетвертичные делювиальные отложения. Щебень–53% с глыбами–20%, дресвой–9% и сложным заполнителем (в основном песчаным–18%).

$c = 0.03МПа = 3т/м^2$;

$f = tg\varphi = 0.45$ –коэффициент трения по подошве;

–допустимый коэффициент запаса устойчивости для сооружений II класса по [1] таб.6, с.81:

$k_{dop} = 1.20$ – для основного сочетания нагрузок;

$k_{dop} = 1.10$ – для особого сочетания нагрузок;

–влекомые наносы: отложение до середины порога переливной части плотины

$\varphi_n = 22^\circ$ –угол внутреннего трения;

$\gamma_n = 2.00т/м^3$ $(\gamma_{n.vzv}=1.00т/м^3)$ –объемный вес;

Расчет

В качестве основного расчетного случая принят случай сдвига плотины по поверхности сопряжения ее с основанием. Считаем, что весь расход проходит через агрегаты и поэтому гидростатическое давление с НБ не проявилось.

В расчете рассматривался условно вырезанный 1м плотины.

Коэффициент запаса устойчивости по расчетной плоскости сдвига:

$$k=((f*N+c*F)*\gamma_{cd}/(T*\gamma_n*\gamma_{lc}))$$ [1], с.21

где N–сумма проекций сил на нормаль к плоскости сдвига;.

T–сумма проекций сил действующих на плотину по направлению плоскости сдвига;

$\gamma_{cd} = 0.95$ –коэф. условий работы [2] таб.6*, п.2а;

$\gamma_n = 1.20$ –коэф. надежности для II кл. [3] с.3, п.2.2;

γ_{lc} –коэф. сочетаний нагрузок [3] с.3, п.2.2

$\gamma_{lc} = 1.0$ –на основное сочетание нагрузок;

$\gamma_{lc} = 0.9$ –на особое сочетание нагрузок

Нагрузки

$G = S_{pl}*\gamma_b*\gamma_f = 371.70т$ – вес плотины;

где $S_{pl} = 140.8м^2$ –площадь сечения плотины;

$\gamma_b = 2.4т/м$ –объемный вес бетона;

$\gamma_f = 1.1$ –коэффициент надежности по нагрузке [4] с.3

$E_{vb} = \gamma_v*H_u^2/2 = 93.85т$ – давление воды с ВБ;

$P_n = (\gamma_{n.vzv}*h_n^2/2)*tg^2(45^\circ-\varphi_n/2)*\gamma_f = 7.32т$ –давление наносов;

$U=(H_u*B)/2=86.30т$ – противодавление;

$k_\psi = 0.8$ –коэф. для бетонных подпорных сооружений;

$\beta\eta = 1.0$ –[5] п.5.15

Определяем коэффициент запаса устойчивости для основного сочетания нагрузок при: $N = G-U = 285.40т$

$T = E_{vb}+P_n = 101.17т$

$k_{osn} = ((f*N+c*F)*\gamma_{cd}/(T*\gamma_n*\gamma_{lc})) = 1.25 > k_{dop} = 1.15$

Определяем коэффициент запаса устойчивости для особого сочетания нагрузок при: $N=G-U=285.40т$

$T=E_{vb}+P_n+S_G+S_P = 125.43т$

$k_{osob} = ((f*N+c*F)*\gamma_{cd}/(T*\gamma_n*\gamma_{lc})) = 1.12 > k_{dop} = 1.05$

Плотина на на данном основании устойчива.

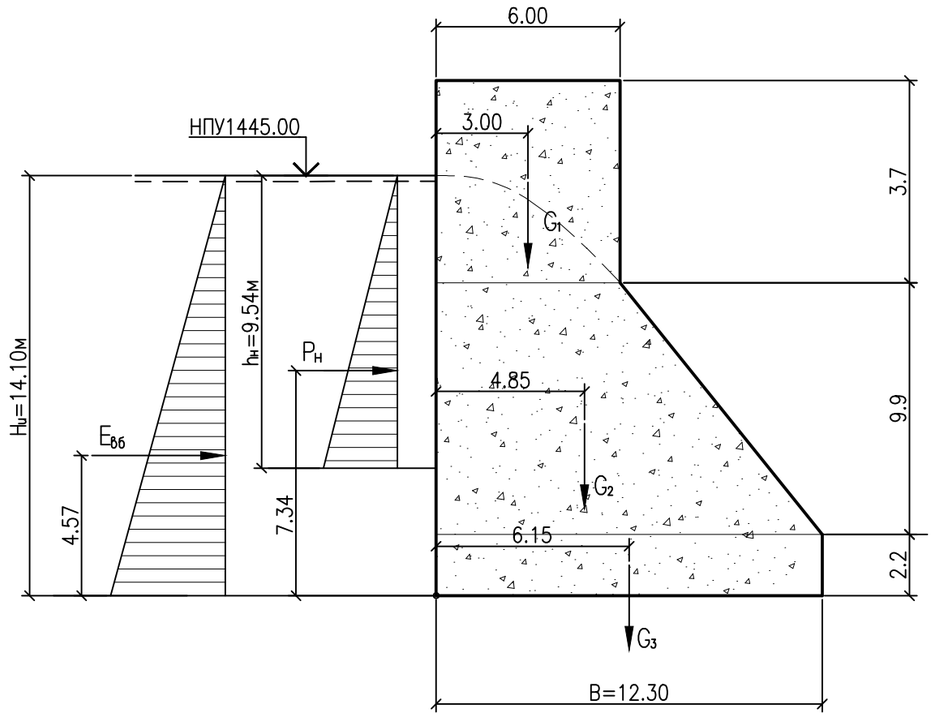
Литература

1. СН 123–60 "Нормы и технические условия проектирования бетонных и гравитационных плотин" М. 1961г.
2. СНиП 2.06.06–85 "Плотины бетонные и железобетонные"
3. СНиП 2.06.01–86 "Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования"
4. СНиП 2.01.07–85 "Нагрузки и воздействия"
5. СНиП II–7–81* "Строительство в сейсмических районах"

Рис. Расчет устойчивости плотины на сдвиг

БЕТОННАЯ ГРАВИТАЦИОННАЯ ПЛОТИНА

Расчетная схема



Исходные данные:

–класс сооружения – II;

–отметка НПУ = 1445.00;

–основание:

$R_{сж}$ = 0.85МПа = 85m/м² – временное сопротивление сжатию в водонасыщенном состоянии

Нагрузки

$G_{пл} = \sum S_{пл} * \gamma_б * \gamma_f$ = 372.4m – вес плотины;

где: $\sum S_{пл}$ = 141.1м² –площадь сечения плотины;

$\gamma_б$ = 2.4m/м –обьемный вес бетона;

γ_f = 1.1 –коэффициент надежности по нагрузке

$E_в = \gamma_в * H_ш^2/2$ = 93.85m – давление воды с ВБ;

$P_н = (\gamma * h^2/2) * tg^2(45° - \varphi_н/2)\gamma_f$ = 35.78m –давление наносов

Расчет

В результате расчета напряженного состояния основания плотины должно быть соблюдено следующее условие: $\gamma_с\gamma_n\sigma > R_{сж}\gamma_с$ [1] п.2.2;

В расчете рассматривался условно вырезанный 1м плотины.

Напряжение в основании плотины определяем по формуле:

$\sigma = N/F + M/W$ = 57.7m/м² [1] с.77;

$N = G_1+G_2+G_3$ = 372.4m

$M = E_{вб}*4.57+P_н*7.34$ = 596.11mм

где: $G_1+G_2+G_3$ = 372.4m – вес плотины;

$E_{вб}$ = 93.85m – гидростатическое давление с ВБ при НПУ;

$P_н$ = 22.78m – давление наносов;

F = 12.6 м² – площадь подошвы плотины;

$W = b*h^2/6$ = 26.46м³ – момент сопротивления площади основания;

$\gamma_с$ = 1.0 – коэффициент на основное сочетание нагрузок [1] с.3 п.2.2;

γ_n = 1.25 –коэффициент надежности для сооружения II класса [1] с.3 п.2.2;

$\gamma_с$ = 1.0 – коэффициент условий работы [3] с.9

Находим напряжение в породе основания σ=57.7m/м² :

$1.0*1.15*\sigma$ = 66.4m/м² < R*1.0 = 85m/м² – условие прочности выполняется

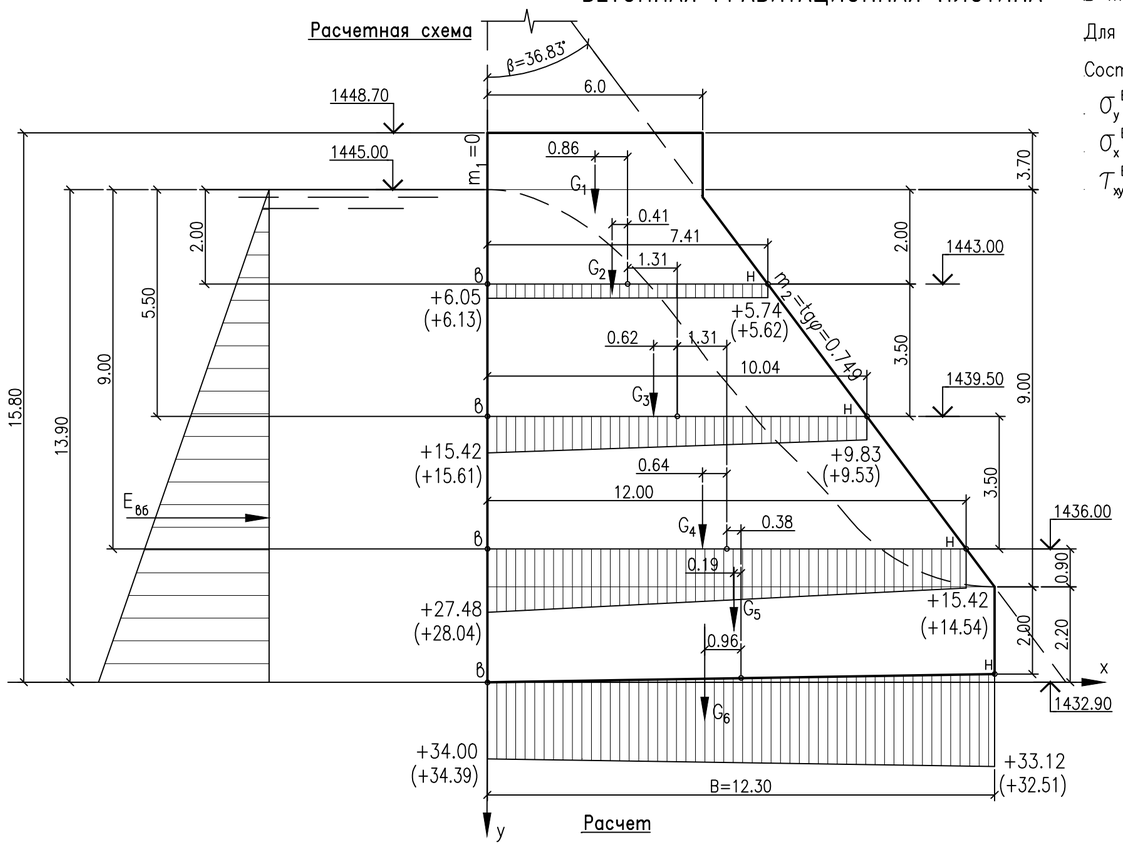
Литература

1. СНиП 2.06.01–86 "Гидротехнические сооружения. Основныеположения проектирования"
2. СН 123–60 "Нормы и технические условия проектирования бетонных и гравитационных плотин" М.1961г.
3. СНиП 2.02.02–85 "Основания гидротехнических сооружений"

Рис. Расчет прочности основания плотины

БЕТОННАЯ ГРАВИТАЦИОННАЯ ПЛОТИНА

Расчетная схема



Исходные данные

- класс сооружения – II;
- отм. НПУ=1445.00;
- сейсмичность площадки 9 баллов;
- материал гравитационной плотины – бетон кл. В15:
  $R_{сж}$ =86.7кг/см^2 ; $R_р$=7.65кг/см^2
- коэффициенты запаса прочности материала по [1] с.85;
- характеристики наносов смотри рис.2.

В результате расчета напряженного состояния основания плотины должно быть соблюдено следующее условие:

$$\gamma_{lc}\cdot\gamma_n\cdot\sigma < R_{сж}\,\gamma_c \quad [1]\ п.2.2;$$

Расчет

Определение напряжений по выбранным площадкам в теле плотины ведем по схеме плоской задачи методами строительной механики (плотина H=14.52м < 50м).

Действие на плотину воды с НБ и противодавление фильтрационного потока не учитывается.

На плотину действуют силы (приведены максимальные):

- G=370.74m – вес тела плотины;
- $E_{вб}$ =84.76m – давление воды с ВБ; } смотри рис.2
- P_H =19.16m – давление наносов
- S_G=23.70m – сейсм. составляющая от веса плотины;
- S_E=5.43m – сейсм. составляющая от давления воды;
- S_P=1.23m – сейсм. составляющая от давления наносов;

В теле плотины намечаем расчетные площадки через каждые 3.5м.

Для каждой площадки собираем нагрузки, действующие выше сечения.

Составляющие напряжения на верховой и низовой гранях:

$\sigma_y^B = N/b - 6M/b^2$ [1] с.135; $\quad \sigma_y^H = N/b + 6M/b^2$

$\sigma_x^B = \sigma_y^B \cdot m_1^2 + \Sigma\gamma H(1-m_1^2)$ $\quad \sigma_x^H = \sigma_y^H \cdot m_2^2 + \gamma_в \cdot h(1-m_2^2)$

$\tau_{xy}^B = (\Sigma\gamma H - \sigma_y^B)m_1$ $\quad \tau_{xy}^H = (\sigma_y^H - \gamma_в \cdot h)m_2$

Главные напряжения по граням:

$\sigma_S^B = \sigma_y^B(1+m_1^2) - \Sigma\gamma H \cdot m_1^2$ $\quad \sigma_n^B = \Sigma\gamma H$

$\sigma_S^H = \sigma_y^H(1+m_2^2) - \gamma_в \cdot h \cdot m_2^2$ $\quad \sigma_n^H = \gamma_в \cdot h$

Расчет проводим в табличной форме.

В результате расчета получены напряжения по граням и сечениям плотины. Все напряжения сжимающие.

Отметки площадок		1188.00				1184.50				1181.00				1178.30			
Сочетание нагрузок		Основное		Особое		Основное		Особое		Основное		Особое		Основное		Особое	
Точки		в	н	в	н	в	н	в	н	в	н	в	н	в	н	в	н
Нагрузки выше отметки площадки, m	G_1, m	25.58		25.58		25.58		25.58		25.58		25.58		25.58		25.58	
	G_2, m	39.65		39.65		39.65		39.65		39.65		39.65		39.65		39.65	
	G_3, m	–		–		80.39		80.39		80.39		80.39		80.39		80.39	
	G_4, m	–		–		–		–		104.87		104.87		104.87		104.87	
	G_5, m	–		–		–		–		–		–		34.41		34.41	
	G_6, m	–		–		–		–		–		–		85.32		85.32	
	$E_{вб}$, m	3.13		3.13		18.00		18.00		45.32		45.32		84.76		84.76	
	P_H, m	–		–		2.72		1.45		13.73		13.73		19.16		19.16	
	S_G, m	–		4.18		–		9.33		–		16.04		–		23.70	
	S_E, m	–		0.20		–		1.15		–		2.90		–		5.43	
	S_P, m	–		–		–		0.09		–		0.88		–		1.23	
ΣN, m		65.23		65.23		145.62		145.62		250.46		250.46		370.74		370.74	
ΣM, тм		−35.66		−37.94		−136.68		−142.48		−263.74		−280.65		−191.45		−203.31	
σ_x, т/м^2		+2.50	+2.06	+2.50	+2.02	+4.20	+3.53	+4.20	+3.43	+7.74	+5.54	+7.74	+5.23	+11.22	+11.90	+15.20	+11.68
σ_y, т/м^2		+6.05	+3.67	+6.13	+3.60	+15.42	+6.30	+15.61	+6.11	+27.48	+9.88	+28.04	+9.31	+34.00	+21.22	+34.39	+20.82
τ_{xy}, т/м^2		0.00	+2.75	0.00	+2.70	0.00	+4.72	0.00	+4.57	0.00	+7.40	0.00	+6.98	0.00	+15.89	0.00	+15.60
σ_S, т/м^2		+6.05	+5.74	+6.13	+5.62	+15.42	+9.83	+15.61	+9.53	+27.48	+15.42	+28.04	+14.54	+34.00	+33.12	+34.39	+32.51
σ_n, т/м^2		+2.50	0.00	+2.50	0.00	+4.20	0.00	+4.20	0.00	+7.74	0.00	+7.74	0.00	+11.22	0.00	+15.20	0.00

Напряжения в материале плотины находятся в пределах допустимого: $1.0\cdot1.15\cdot\sigma_S = 3.44$кг/см^2 < $R_{сж}\cdot1.0 = 87.7$кг/см^2

Литература

1. СН 123–60 "Нормы и технические условия проектирования бетонных и гравитационных плотин" М.1961г.

Рис. Расчет прочности тела плотины

004–Т1

Лист

ГЭС-3 Кора
Отстойник

Исходные данные

1	Сечение стенки		
	$b_{осн}$ - ширина основания, м		1,20
	$h_{ст}$ - высота стенки, м		7,20
	t - толщина по верху стенки, м		0,60
2	Материал засыпки - камень с характеристиками:		
	- γ - объемный вес грунта засыпки, т/м^3	аналог Туполанг	2,20
	- φ - угол внутреннего трения	аналог Туполанг	43,00
3	Сейсмичность района	[1] п.6	9_2 баллов
4	Класс сооружения		III

Действующие нагрузки

Постоянные нагрузки

1	Собственный вес - $G_{ст}$, т		
	- γ_f - коэффициент надежности по нагрузке	[6] прилож.5	1,05
	$G_{ст}=((b_{осн}+t)/2)*h_{ст}*\gamma*\gamma_f$		17,01
	z_1 - плечо относительно точки О, м		0,47
2	Горизонтальная составляющая давления грунта засыпки		
	$E_г = 0,5\gamma_f*\lambda_г*\gamma*H^2$, т	[5] прилож.9	15,47
	где - γ_f - коэффициент надежности по нагрузке	[4] прилож.3	1,20
	γ - объемный вес материала засыпки, т/м^3		2,20
	H - высота насыпи , м		7,20
	λ - коэффициент бокового давления грунта засыпки		
	$\lambda=(\cos(\varphi-\varepsilon)/\cos\varepsilon*(1+\sqrt{k}))^2$		0,226
	где: φ - угол внутреннего трения грунта засыпки		43
	ε - угол наклона грани стены к вертикали		5,84
	ρ - угол наклона поверхности грунта к горизонту		0
	φ_c - угол трения грунта по стене		0
	$k_1=(\sin(\varphi+\varphi_c)*\sin(\varphi-\rho))/(\cos(\varepsilon+\varphi_c)\cos(\varepsilon-\rho))$		0,470
	$(\varphi-\varepsilon)$		37,160
	$\cos(\varphi-\varepsilon)$		0,797
	$\sin(\varphi)$		0,682
	$\cos\varepsilon$		0,995
	$(1+\sqrt{k_1})$		1,69
	$z_2=1/3*H$		2,40
3	Вертикальная составляющая давления грунта засыпки		
	$E_в = E_г*\mathrm{tg}\,\varepsilon$, т		1,58
	$\mathrm{tg}\,\varepsilon$		0,10
	z_3, м		1,00
4	Давление от НК-80 на грунт засыпки		
	q, т/м^2	[6] стр.10	9,00
	$E_{qг}=\sigma_{qг}*h_q$ - гориз. составляющая активного давления грунта от НК-80, т		3,03
	$E_{qв}=\sigma_{qв}*h_q$ - вертик. составляющая активного давления грунта от НК-80, т		0,31
	$\sigma_{qг}=q*\lambda$		2,03
	$\sigma_{qв}=\sigma_{qг}*\mathrm{tg}\varepsilon$		0,21
	$h_q=0,8/(\mathrm{tg}\varepsilon+\mathrm{tg}\theta)$		1,49
	$z_q=H-(0,4/(\mathrm{tg}\varepsilon+\mathrm{tg}\theta))$		6,45
	$z_{qв}$, м		0,33
	$\theta=45^\circ-0,5*\varphi$ - угол наклона плоскости обрушения к вертикали		23,50
	$\mathrm{tg}\theta$		0,435

tgε		0,102

Особые нагрузки

5 Сейсмическая составляющая (горизонтальная) от собственного веса сооружения

S_G=0,064*G, т	1,089
z, м	3,20

6 Горизонтальное давление грунта засыпки с учетом сейсмики

q^*_c=0,614*H

$E^*_г$,=0,5*(0,614*H^2)т/м	15,91
H, м	7,20

7 S_{qr}=0,064E_{qr} - сейсм. составляющая горизонтального давления грунта от НК-80, т 0,19

$S_{qв}$=0,064$E_{qв}$ - сейсм. составляющая вертикального давления грунта от НК-80, т 0,02

Основное сочетание нагрузок

$\Sigma M=G_{ст}*z_1+E_в*z_3+E_{qв}*z_{qв}-E_г*z_2-E_{qг}*z_q$, тм	-47,02
$\Sigma N=G_{ст}+E_в+E_{qв}$, т	18,90

Особое сочетание нагрузок

Горизонтальный сейсм

$\Sigma M=(G_{ст}*z_1+E_в*z_3+E_{qв}*z_{qв})-(E_г*z_2+S_{Gст}*z+(S_{qв}*+E_{qг}+S_{qг})*z_q)$, тм	-49,47
$\Sigma N=G_{ст}+E_в+E_{qв}$, т	18,90

1. От весовых нагрузок и вертикального давления грунта

$S^*=K_{1*}K_{2*}K_{ψ*}A^*β_iη_{ik*}Q_k$

где S* - сейсмическая составляющая

Q_k- вес элемента конструкции

K_1 - коэффициент, учитывающий допускаемые повреждения сооружения (для гидротехнических сооружений) [2] п.5.14 0,25

K_2 - коэффициент, учитывающий конструкцию сооружения (для подпорных сооружений высотой до 60 м) [2] п.5.14 0,80

$K_ψ$ - коэффициент, учитывающий материал сооружения и расчетную балльность (бетонных гтс и 9 баллов) [2] п.5.14 0,80

A - коэффициент, зависящий от расчетной сейсмичности при 9 баллах [2] п.2.5* 0,40

$β_i$ - коэффициент, зависящий от расчетной сейсмичности

$η_{ik}$ - коэффициент, зависящий от расчетной сейсмичности

$β_i η_{ik}$ (в расчетах по одномерной схеме) [2] п.2.5* 1,00

$K_{1*}K_{2*}K_{ψ*}A^*β_iη_{ik}$ 0,064

2.Горизонтальное давление грунта засыпки с учетом сейсмики

активное давление на плоскость с θ=6.34° камень

$q_c=γ_c*H*(\cos^2(φ-q-e)/(\cos q*\cos(q+d+e)*(1+\sqrt{z})^2)$

где: φ - угол внутреннего трения грунта засыпки	43
θ - угол наклона стены к вертикали	6,34
α - угол наклона поверхности грунта к горизонту	0
δ - угол трения грунта по стене	0
ε=arctgAK_1 - угол отклонения от вертикали равнодействующей плотности грунта и сейсмической силы	5,713
z=(sin(φ-α-ε)sin(φ+δ))/(cos(θ-α)cos(θ+δ+ε))	0,425
(φ-ε)	37,287
sin(φ-ε)	0,606
cos(φ-ε)	0,796
(φ-θ-ε)	30,947
$\cos^2$(φ-θ-ε)	0,736
cosθ	0,994
sin(φ)	0,682
(θ+ε)	12,053
cos(θ+ε)	0,978

$\cos\varepsilon$	0,995
$(1+\sqrt{z})^2$	2,73
$\gamma_c=\gamma/\cos\varepsilon$	2,211
γ - объемный вес грунта засыпки	2,200
$\gamma_c*(\cos^2(\varphi-\theta-\varepsilon)/(\cos\theta*\cos(\theta+\delta+\varepsilon)*(1+\sqrt{z})^2$	0,614

$q_c=0,614*H$

Расчет

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

Действующие нагрузки:

_собственный вес;

_давление грунта засыпки (вертикальное)

_давление грунта засыпки (горизонтальное)

_давление от транспортной нагрузки НК-80

2 расчетный случай (особое сочетание нагрузок)

Действующие нагрузки:

_собственный вес;

_давление грунта засыпки (вертикальное)

_давление от транспортной нагрузки НК-80

_давление грунта засыпки (горизонтальное) с учетом сейсмики

По полученным усилиям проверяем достаточность размеров сечения и подбираем арматуру.

N - нормальная сила, действующая в сечении, кг

M - момент, действующий в сечении, кгсм

h - высота сечения, см

a - защитный слой арматуры, см		10
Бетон B15: $R_{пр}=R_b$, кг/см^2		86,7
Арматура AIII: $R_a=R_s$, кг/см^2		3 750
γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок:		
для основного сочетания	[4] п.5.3.3	1
для особого сочетания	[4] п.5.3.3	0,9
γ_n - коэффициент по ответственности сооружения		
для сооружения III класса	[4] п.5.3.3	1,15
γ_s - коэффициент условий работы		
арматура в железобетоне	[3] табл.4	1,1
b - ширина сечения (расчетная длина сооружения), см		100

Внецентренное сжатие

$e_o = M/N$, см > $h_{об}/6$ см

$h_o = h-a$, см

$M_a = M+N*(h_{об}/2-a)-\gamma_s*F'_a*R_s*(h_o-a)$, кгсм

$A_o = (\gamma_n*\gamma_{lc}*M_a)/(\gamma_s*R_b*b*h_$ сечение проходит

$\gamma_o = 1-0.5*(1-(1-2*A_o)^{0.5})$

$z = \gamma_o*h_o$, см

$F_a = (\gamma_n*\gamma_{lc}*M_a)/(\gamma_s*R_s*z)-(\gamma_n*\gamma_{lc}*N)/(\gamma_s*R_s)+F'_a$, см^2

$e_o = M/N$, см < $h_{об}/6$ см

$e = e_o+(h_{об}-2*a)/2$, см

$e' = ((h_{об}-2*a)/2)-e_o$, см

$F'_a = ((\gamma_n*\gamma_{lc}*N*e)-(0.5*\gamma_s*R_b*b)*(h_{об}-a)^2)/(\gamma_s*R_s)*(h_{об}-2*a)^2)$, см^2

$F_a = ((\gamma_n*\gamma_{lc}*N*e')-(0.5*\gamma_s*R_b*b)*(h_{об}-a)^2)/(\gamma_s*R_s)*(h_{об}-2*a)^2)$, см^2

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

			<e_o>													< 0.4				
Сечение	N, кг	M, кгсм	e_o, см	b, см	$h_{об}$, см	$h_{об}$/6, см	a, см	h_o, см	R_b, кг/см^2	R_s, кг/см^2	γ_{lc}	γ_n	γ_s	F'_a, см^2	D, мм	M_a, кгсм	A_o	γ_o	z, см	F_a, см^2	D, мм
т.О	18 901	4 702 315	248,78	100	120	20,00	10	110	86,70	3 750	1	1,15	1,1			5 647 390	0,056	0,971	106,81	9,47	5D16

2 расчетный случай (особое сочетание нагрузок - горизонтальная сейсмика)

			<e_o>													< 0.4				
Сечение	N, кг	M, кгсм	e_o, см	b, см	$h_{об}$, см	$h_{об}$/6, см	a, см	h_o, см	R_b, кг/см^2	R_s, кг/см^2	γ_{lc}	γ_n	γ_s	F'_a, см^2	D, мм	M_a, кгсм	A_o	γ_o	z, см	F_a, см^2	D, мм
т.О	18 901	4 947 129	261,73	100	120	20,00	10	110	86,7	3 750	0,90	1,15	1,1			5 892 204	0,053	0,973	107,01	9,07	5D16

Определяем диаметр рабочей арматуры по минимальному % армирования.

В соответствии с [8] п.5.16 для для внецентренносжатых элементов минимальный % армирования составляет 0.15%.

$F_a=b*h_o*0.0015$, см^2 18,00

где - b - длина расчетного сечения, см 100,00

- h_o - расчетная толщина сечения, см 120,00

5D22AIII (Fa=19,0см^2)

Литература

1. ТОО"Гидрогеоэк"_Отчёт о результатах инженерно-геологических и геофизических изысканий для обоснования стадии проект ГЭС на реке Кора_г. Аксукент, 2014 г
2. СНиП II-7-81* "Строительство в сейсмических районах"
3. СНиП 2.06.08-87 "Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений"
4. СНиП РК 3.04-01-2008_"Гидротехнические сооружения. Основные положения"
5. СНиП 2.06.07-87_"Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения"
6. "Руководство по проектированию подпорных стен и стен подвалов для промышленного и гражданского строительства" , Москва 1984
7. СНиП РК 2.03-30-2006 "Строительство в сейсмических районах".
8. СНиП 2.03.01-84* "Бетонные и железобетонные конструкции"

ГЭС-3 Кора

Водоподводящий тракт
Напорный водовод - стеклопластик

Исходные данные

1. Класс сооружения	[1] с.9	III
2. Сейсмичность района	[2] с.35	9_2 баллов
3. НПУ, м		1 445,00
4. Максимальное гидродинамическое давление, т/м^2		305,00
5. D - диаметр турбинного водовода, м		3,00
см		300,00
7. Толщина оболочки трубы, мм	принимаем	43,60

Расчет

Расчет на прочность оболочки проводим по формуле:

$(\sigma_x^2-\sigma_x*\sigma_z+\sigma_z^2)^{0.5} \le R*\gamma_c/\gamma_u$ — [3] с.11 — **98,87**

при условии

$\sigma_x \le R*\gamma_c/\gamma_u$

$\sigma_z \le R*\gamma_c/\gamma_u$

где σx и σz - нормальные напряжения соответственно в поперечном и продольном сечениях оболочки, МПа

R - расчетное сопротивление пластика , МПа		102,20
γ_c - коэффициент условий работы	[3] с.57	0,70
γ_u - коэффициент надежности элемента сооружения (IIIкл)	[4] п.5.3.3	1,15
$R*\gamma_c/\gamma_u$, МПа		62,21

Нормальное напряжение в продольном сечении оболочки:

$\sigma_z = p_w*R_m/t$ — **106,46**

при -p_w - расчетное внутреннее давление воды с учетом гидродинамики, МПа		3,05
R_m - средний радиус оболочки, см		152,18
t - толщина оболочки, см	задаемся	4,36
$R_{вн}$ - внутренний радиус турбинного водовода, см		150,00

$\sigma_z \le R*\gamma_c/\gamma_u$ 106,46 ≤ 62,21

Нормальное напряжение в поперечном сечении оболочки:

От температурных воздействий:

$\sigma_{x1} = -2.52*t_d$, МПа — [3] с.12 — **88,96**

t_d - расчетный перепад температур, °С

__При повышении температуры

$t_d = t_{max} - t_{b,min}$, °С		17,40
t_{max} - наибольшая температура воздуха, °С	[5] с.13	22,40
$t_{b,min}$ - наименьшая температура оболочки в период обетонирования, °С		5,00

__При понижении температуры

$t_d = t_{min} - t_{b,max}$, °С		-35,30
t_{min} - наименьшая температура воздуха, °С	[5] с.13	-7,90
$t_{b,max}$ - наибольшая температура оболочки в период обетонирования, °С		27,40

От стеснения поперечной деформации

$\sigma_{x2} = 0.3*\sigma_z$, МПа — **31,94**

Условия соблюдаются, напряжения находятся в пределах допустимого.

Проинятая толщина облицовки проходит.

Литература

1. ГЭС -2 на р.Лепсы. Книга I. "Общая пояснительная записка"_001-Т1
2. ТОО"Гидрогеоэк"_Технический отчет о результатах инженерно-геологических работ для обоснования проекта ГЭС-2 на р.Лепсы_2013г.
3. СНиП 2.06.09-84 "Туннели гидротехнические"
4. СНИП РК 3.04-01-2008_"Гидротехнические сооружения. Основные положения"
5. ГЭС-2 на р.Лепсы_Книга 4_Технический отчет об инженерно-гидрологических изысканиях 001-Т4_2014г.

ГЭС Кора

Водоподводящий тракт
Турбинный водовод - металл

Исходные данные

1. Класс сооружения		[1] с.9	III
2. Сейсмичность района		[2] с.35	9_2 баллов
3. НПУ, м			1 445,00
4. Максимальное гидродинамическое давление, т/м^2			305,00
5. D - диаметр турбинного водовода, м			3,00
	см		300,00
6. Толщина оболочки трубы, мм		принимаем	12,00

Расчет

Расчет на прочность стальной оболочки проводим по формуле:

$(\sigma_x^2-\sigma_x*\sigma_z+\sigma_z^2)^{0.5} \le R*\gamma_c/\gamma_u$ < 152,17 [3] с.11 **78,63**

при условии

$\sigma_x \le R*\gamma_c/\gamma_u$

$\sigma_z \le R*\gamma_c/\gamma_u$

где σx и σz - нормальные напряжения соответственно в поперечном и продольном сечениях оболочки, МПа

R - расчетное сопротивление металла, МПа

Принимаем R = R_y при расчетах на внутреннее давление без учета отпора грунта и на наружное давление, где R_y - расчетное сопротивление стали

растяжению, сжатию, изгибу по пределу текучести, Мпа	[3] с.64	250,00
γ_c - коэффициент условий работы	[3] с.57	0,70
γ_u - коэффициент надежности элемента сооружения (IIIкл)	[4] п.5.3.3	1,15
$R*\gamma_c/\gamma_u$, МПа		**152,17**

Нормальное напряжение в продольном сечении оболочки:

$\sigma_z = p_w*R_m/t$ **60,24**

при -p_w - расчетное внутреннее давление воды с учетом гидродинамики, МПа		0,48
R_m - средний радиус оболочки, см		150,60
t - толщина оболочки, см	задаемся	1,20
$R_{вн}$ - внутренний радиус турбинного водовода, см		150,00

$\sigma_z \le R*\gamma_c/\gamma_u$ 60,24 < 152,17

Нормальное напряжение в поперечном сечении оболочки:

От температурных воздействий:

$\sigma_{x1} = -2.52*t_d$, МПа < 152,17 [3] с.12 **88,96**

t_d - расчетный перепад температур, °С

__При повышении температуры

$t_d = t_{max} - t_{b,min}$, °С		17,40
t_{max} - наибольшая температура воздуха, °С	[5] с.13	22,40
$t_{b,min}$ - наименьшая температура оболочки в период обетонирования, °С		5,00

__При понижении температуры

$t_d = t_{min} - t_{b,max}$, °С		**-35,30**
t_{min} - наименьшая температура воздуха, °С	[5] с.13	-7,90
$t_{b,max}$ - наибольшая температура оболочки в период обетонирования, °С		27,40

От стеснения поперечной деформации

$\sigma_{x2} = 0.3*\sigma_z$, МПа < 152,17 **18,07**

Условия соблюдаются, напряжения находятся в пределах допустимого.

Проинятая толщина облицовки проходит.

Литература

1. ГЭС -2 на р.Лепсы. Книга I. "Общая пояснительная записка"_001-Т1
2. ТОО"Гидрогеоэк"_Технический отчет о результатах инженерно-геологических работ для обоснования проекта ГЭС-2 на р.Лепсы_2013г.
3. СНиП 2.06.09-84 "Туннели гидротехнические"
4. СНИП РК 3.04-01-2008_"Гидротехнические сооружения. Основные положения"
5. ГЭС-2 на р.Лепсы_Книга 4_Технический отчет об инженерно-гидрологических изысканиях 001-Т4_2014г.

ГЭС-3 Кора
Колодец-гаситель
Расчет на прочность стенки колодца (в засыпке)

Исходные данные

1	Сечение стенки		
	$b_{осн}$ - ширина основания, м		1,60
	$h_{ст}$ - высота стенки, м		7,10
	t - толщина по верху стенки, м		1,00
2	Материал засыпки - камень с характеристиками:		
	- μ - коэффициент Пуассона	[2] Прилож. л.2	0,27
	- $E_г$ - модуль деформации, кг/см^2	[2] Прилож. л.2	650,00
	- γ - объемный вес грунта засыпки, т/м^3	[2] Прилож. л.2	2,20
	- φ - угол внутреннего трения	[2] Прилож. л.2	43,00
3	Сейсмичность района	[2] п.6	9_2 баллов
4	Класс сооружения		III

Действующие нагрузки

Постоянные нагрузки

1	Собственный вес - $G_{ст}$, т		
	- γ_f - коэффициент надежности по нагрузке	[3] прилож.5, табл.П5.1	1,05
	$G_{ст}=((b_{осн}+t)/2)*h_{ст}*\gamma*\gamma_f$		24,23
	z_1 - плечо относительно точки О, м		0,20
2	Горизонтальная составляющая давления грунта засыпки		
	$E_г = 0,5\gamma_f*\lambda_г*\gamma*H^2$, т	[1] прилож.9	14,61
	где - γ_f - коэффициент надежности по нагрузке	[3] прилож.3	1,20
	γ - объемный вес материала засыпки, т/м^3		2,20
	H - высота насыпи , м		7,10
	λ - коэффициент бокового давления грунта плотины		
	$\lambda=(\cos(\varphi-\varepsilon)/\cos\varepsilon*(1+\sqrt{k}))^2$		0,220
	где: φ - угол внутреннего трения грунта засыпки		43
	ε - угол наклона грани стены к вертикали		4,83
	ρ - угол наклона поверхности грунта к горизонту		0
	φ_c - угол трения грунта по стене		0
	$k_1=(\sin(\varphi+\varphi_c)*\sin(\varphi-\rho))/(\cos(\varepsilon+\varphi_c)\cos(\varepsilon-\rho))$		0,468
	$(\varphi-\varepsilon)$		38,170
	$\cos(\varphi-\varepsilon)$		0,786
	$\sin(\varphi)$		0,682
	$\cos\varepsilon$		0,996
	$(1+\sqrt{k_1})$		1,68
	$z_2=1/3*H$		2,37
3	Вертикальная составляющая давления грунта засыпки		
	$E_в = E_г*\operatorname{tg}\varepsilon$, т		1,23
	$\operatorname{tg}\varepsilon$		0,08
	z_3, м		0,90
4	Давление от НК-80 на грунт засыпки		
	q_1, т/м^2	[7] стр.10	7,50
	$E_{qг}=\sigma_{qг}*h_q$ - горизонтальная составляющая активного давления грунта от НК-80, т		2,54
	$E_{qв}=\sigma_{qв}*h_q$ - вертикальная составляющая активного давления грунта от НК-80, т		0,21
	$\sigma_{qг}=q*\lambda$		1,65
	$\sigma_{qв}=\sigma_{qг}*\operatorname{tg}\varepsilon$		0,14
	$h_q=0,8/(\operatorname{tg}\varepsilon+\operatorname{tg}\theta)$		1,54
	$z_q=H-(0,9/(\operatorname{tg}\varepsilon+\operatorname{tg}\theta))$		5,37
	$z_{qв}$, м		0,60
	$\theta=45^\circ-0,5*\varphi$ - угол наклона плоскости обрушения к вертикали		23,50
	$\operatorname{tg}\theta$		0,435
	$\operatorname{tg}\varepsilon$		0,084

q_2, т/м^2		[7] стр.10	5,00
$E_{qr}=\sigma_{qr}*h_q$ - горизонтальная составляющая активного давления грунта от НК-80, т			1,69
$E_{qв}=\sigma_{qв}*h_q$ -вертикальная составляющая активного давления грунта от НК-80, т			0,14
$\sigma_{qr}=q*\lambda$			1,10
$\sigma_{qв}=\sigma_{qr}*tg\varepsilon$			0,09
$h_q=0,8/(tg\varepsilon+tg\theta)$			1,54
$z_q=H-(2,1/(tg\varepsilon+tg\theta))$			3,05
$z_{qв}$, м			0,84
$\theta=45^{\circ}-0,5*\varphi$ - угол наклона плоскости обрушения к вертикали			23,50
$tg\theta$			0,435
$tg\varepsilon$			0,084

Особые нагрузки

5 Сейсмическая составляющая (вертикальная) от собственного веса сооружения

$S_G=0,064*G$, т	1,551
z, м	3,28

6 Горизонтальное давление грунта засыпки с учетом сейсмики

$q^*_c=0,591*H$

$E^*_{г,}=0,5*(0,591*H^2)$ т/м	14,90
H, м	7,10

7 $S_{1qr}=0,064E_{q1r}$ - сейсмическая составляющая горизонтального давления грунта от НК-80, т	0,16
$S_{2qr}=0,064E_{q2r}$ - сейсмическая составляющая горизонтального давления грунта от НК-80, т	0,11

Основное сочетание нагрузок

$\Sigma M=G_{ст}*z_1+E_в*z_3+E_{1qв}*z_{qв}+E_{2q}*z-E_г*z_2-E_{1qr}*z_q+E_{2qr}*z$, тм	-47,16
$\Sigma N=G_{ст}+E_в+E_{qв}$, т	25,82

Особое сочетание нагрузок

Горизонтальный сейсм

$\Sigma M=(G_{ст}*z_1+E_в*z_3+E_{1qв}*z_{qв}+E_{2qв}*z_{qв})-(E^*_г*z_2+S_{Gст}*z+(E_{1qr}+S_{qr})*z_{q1}+(E_{2qr}+S_{qr})*z_{q2})$, тм	-54,12
$\Sigma N=G_{ст}+E_в+E_{qв}$, т	25,82

Расчет

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

Эксплуатационный период. Водохранилище опорожнено

Действующие нагрузки:

_собственный вес;

_давление грунта плотины (вертикальное), грунт естественной влажности

_давление грунта плотины (горизонтальное), грунт естественной влажности

2 расчетный случай (особое сочетание нагрузок)

Эксплуатационный период. Водохранилище опорожнено

Действующие нагрузки:

_собственный вес;

_давление грунта плотины (вертикальное), грунт естественной влажности

_горизонтальная сейсмическая составляющая от собственного веса

_давление грунта плотины (горизонтальное) с учетом сейсмики

Расчет проводится для стержневой конструкции по программе "Лира"

По полученным усилиям проверяем достаточность размеров сечения и подбираем арматуру.

N - нормальная сила, действующая в сечении, кг		
M - момент, действующий в сечении, кгсм		
h - высота сечения, см		
a - защитный слой арматуры, см		10
Бетон B15: $R_{пр}=R_b$, кг/см^2		86,7
Арматура AIII: $R_a=R_s$, кг/см^2		3 750
γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок:		
для основного сочетания	[6] п.5.3.3	1
для особого сочетания	[6] п.5.3.3	0,9
γ_n - коэффициент по ответственности сооружения	[6] п.5.3.3	

для сооружения III класса 1,15

γ_s - коэффициент условий работы [3] табл.4

арматура в железобетоне 1,1

b - ширина сечения (расчетная длина сооружения), см 100

Внецентренное сжатие

e_o = M/N, см > $h_{об}$/6 см

h_o = h-a, см

$M_a = M+N*(h_{об}/2-a)-\gamma_s*F'_a*R_s*(h_o-a)$, кгсм

$A_o = (\gamma_n*\gamma_{lc}*M_a)/(\gamma_s*R_b*b*h_o^2) \leq 0.4$ сечение проходит

$\gamma_o = 1-0.5*(1-(1-2*A_o)^{0.5})$

$z = \gamma_o*h_o$, см

$F_a = (\gamma_n*\gamma_{lc}*M_a)/(\gamma_s*R_s*z)-(\gamma_n*\gamma_{lc}*N)/(\gamma_s*R_s)+F'_a$, см^2

e_o = M/N, см < $h_{об}$/6 см

$e = e_o+(h_{об}-2*a)/2$, см

$e' = ((h_{об}-2*a)/2)-e_o$, см

$F'_a = ((\gamma_n*\gamma_{lc}*N*e)-(0.5*\gamma_s*R_b*b)*(h_{об}-a)^2)/(\gamma_s*R_s)*(h_{об}-2*a)^2)$, см^2

$F_a = ((\gamma_n*\gamma_{lc}*N*e')-(0.5*\gamma_s*R_b*b)*(h_{об}-a)^2)/(\gamma_s*R_s)*(h_{об}-2*a)^2)$, см^2

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

<e_o>

Сечение	N, кг	M, кгсм	e_o, см	b, см	$h_{об}$, см	$h_{об}$/6, см	a, см	h_o, см	R_b, кг/см^2	R_s, кг/см^2	γ_{lc}	γ_n	γ_s	F'$_a$, см^2	D, мм	M_a, кгсм	A_o	γ_o	z, см	F_a, см^2	D, мм
т.О	25 820	4 716 466	182,67	100	160	26,67	10	150	86,70	3 750	1	1,15	1,1			6 523 873	0,035	0,982	147,33	5,15	5D12

2 расчетный случай (особое сочетание нагрузок - горизонтальная сейсмика)

<e_o> < 0.4

Сечение	N, кг	M, кгсм	e_o, см	b, см	$h_{об}$, см	$h_{об}$/6, см	a, см	h_o, см	R_b, кг/см^2	R_s, кг/см^2	γ_{lc}	γ_n	γ_s	F'$_a$, см^2	D, мм	M_a, кгсм	A_o	γ_o	z, см	F_a, см^2	D, мм
т.О	25 820	5 411 827	209,60	100	160	26,67	10	150	86,7	3 750	0,90	1,15	1,1			7 219 233	0,035	0,982	147,34	5,82	5D14

Определяем диаметр рабочей арматуры по минимальному % армирования.

$Fa=b*ho*0.002$, см^2 30

где - b - длина расчетного сечения, см 150

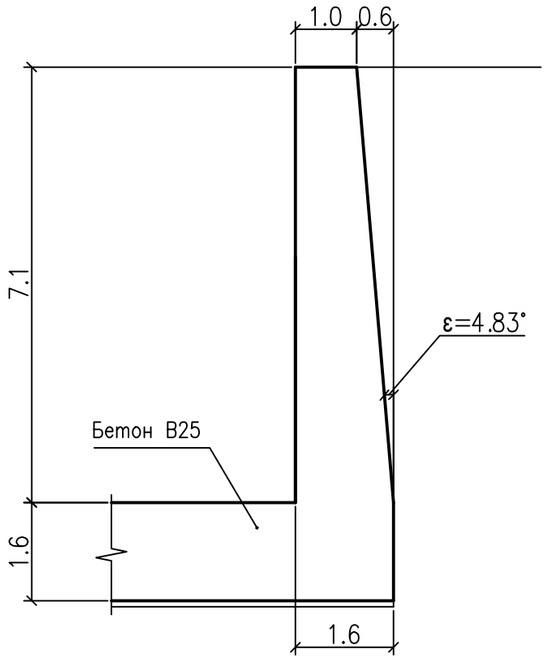
- h_o - расчетная толщина сечения, см 100

5D28AIII (Fa=30,77см^2)

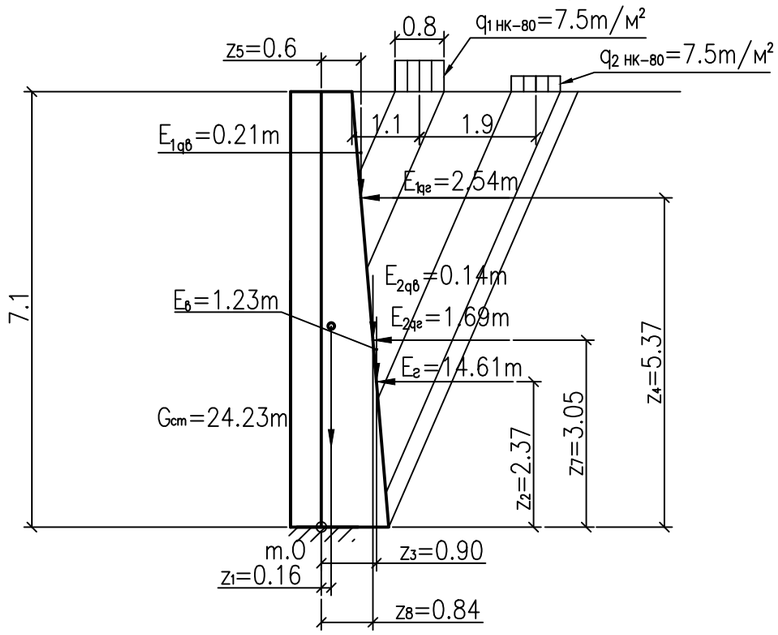
Литература

1. СНиП II-7-81* "Строительство в сейсмических районах"
2. СНиП 2.06.08-87 "Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений"
3. Справочник по инженерной геологии 1968г.
4. СНИП РК 3.04-01-2008_"Гидротехнические сооружения. Основные положения"
5. "Руководство по проектированию подпорных стен и стен подвалов для промышленного и гражданского строительства" , Москва 1984
6. СНиП РК 2.03-30-2006 "Строительство в сейсмических районах".

Сечение стенки канала



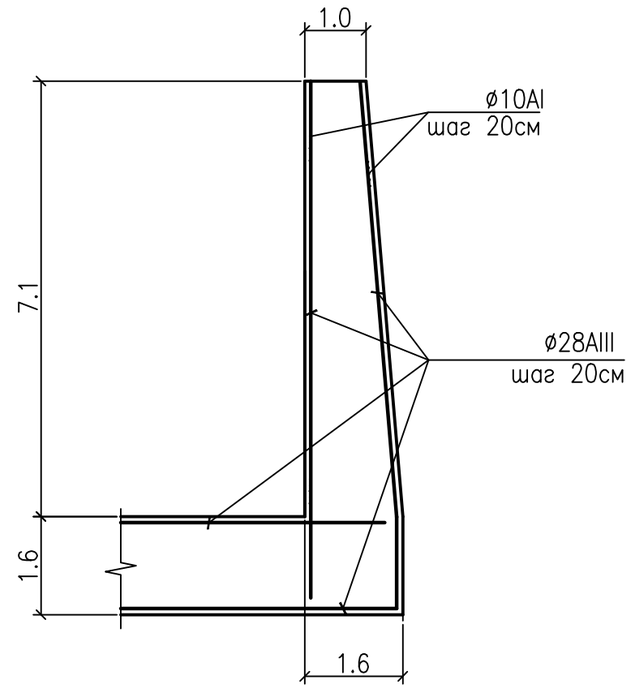
Основное сочетание нагрузок



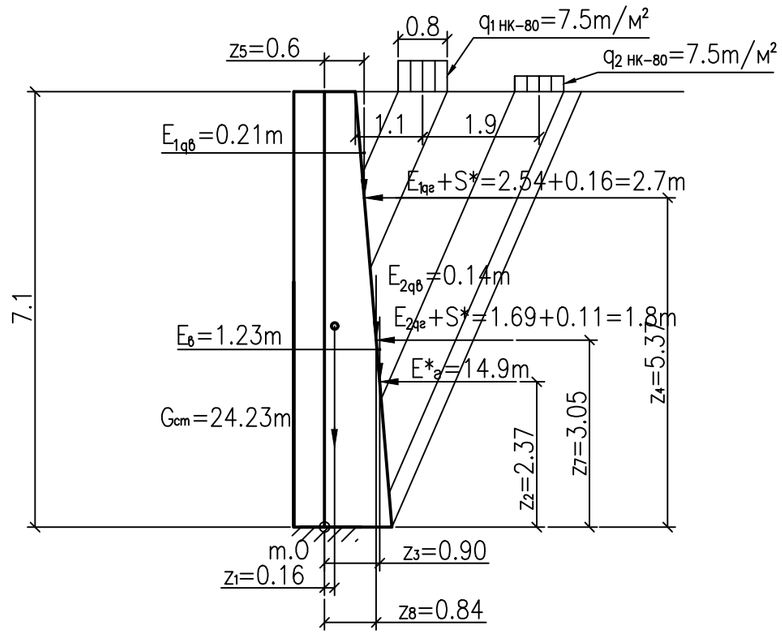
Нагрузки:

1. Собственный вес – 24.23m
2. Горизонтальная составляющая давления грунта засыпки – 14.61m
3. Вертикальная составляющая давления грунта засыпки – 1.23m
4. Горизонтальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80: – 2.54m и 1.69m
5. Вертикальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80: – 0.21m и 0.14m

Конструктивная схема армирования



Особое сочетание нагрузок (горизонтальная сейсмика)



Нагрузки:

1. Собственный вес – 24.23m
2. Горизонтальное давление грунта засыпки с учетом сейсмики– 14.9m
3. Вертикальная составляющая давления грунта засыпки – 1.23m
4. Горизонтальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80: – 2.54m и 1.69m
5. Вертикальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80: – 0.21m и 0.14m
6. Сейсмическая составляющая от собственного веса стены – 1.55m
7. Сейсмическая составляющая горизонтального давления на грунт засыпки от НК–80 – 0.16m и 0.11m

Рис. Схемы загружений и армирования

ГЭС–3 на реке Кора
Колодец–гаситель

Лист

ГЭС-3 Кора
Рыбопропуск
Расчет на прочность стенки канала (в засыпке)

Исходные данные

1	Сечение стенки		
	$b_{ст}$ - ширина основания, м		0,20
	$h_{ст}$ - высота стенки, м		0,60
2	Материал засыпки - камень с характеристиками:		
	- μ - коэффициент Пуассона	[2] прил. л.2	0,27
	- $E_г$ - модуль деформации, кг/см^2	[2] прил. л.2	650,00
	- γ - объемный вес грунта засыпки, т/м^3	[2] прил. л.2	2,20
	- φ - угол внутреннего трения	[2] прил. л.2	43,00
3	Сейсмичность района	[2] п.6	9_2 баллов
4	Класс сооружения		III

Действующие нагрузки

Постоянные нагрузки

1	Собственный вес - $G_{ст}$, т		
	- γ_f - коэффициент надежности по нагрузке	[3] прил.5 табл.П5.1	1,05
	$G_{ст}=b_{ст}*h_{ст}*\gamma*\gamma_f$		0,32
	z_1 - плечо относительно точки О, м		0,00
2	Горизонтальная составляющая давления грунта засыпки		
	$E_г = 0,5\gamma f*\lambda_г*\gamma*H^2$, т	[1] прил.9	0,09
	где - γ_f - коэффициент надежности по нагрузке	[3] прил.3	1,20
	γ - объемный вес материала насыпи, т/м3		2,20
	H - высота насыпи , м		0,60
	λ - коэффициент бокового давления грунта насыпи		
	$\lambda=(\cos(\varphi-\varepsilon)/\cos\varepsilon*(1+\sqrt{k}))^2$		0,189
	где: φ - угол внутреннего трения грунта засыпки		43
	ε - угол наклона грани стены к вертикали		0,00
	ρ - угол наклона поверхности грунта к горизонту		0
	φ_c - угол трения грунта по стене		0
	$k_1=(\sin(\varphi+\varphi c)*\sin(\varphi-\rho))/(\cos(\varepsilon+\varphi c)\cos(\varepsilon-\rho))$		0,465
	$(\varphi-\varepsilon)$		43,000
	$\cos(\varphi-\varepsilon)$		0,732
	$\sin(\varphi)$		0,682
	$\cos\varepsilon$		1,000
	$(1+\sqrt{k_1})$		1,68
	$z_2=1/3*H$		0,20
3	Давление от НК-80 на грунт засыпки		
	q_1, т/м^2	[7] стр.10	4,5
	$E_{qг}=\sigma_{qг}*h_q$ - гориз. составляющая активного давления грунта от НК-80, т		9,00
	$\sigma_{qг}=q*\lambda$		0,85
	$h_q=0,8/(tg\varepsilon+tg\theta)$		1,84
	$z_q=H-(0,9/(tg\varepsilon+tg\theta))$		-1,47
	$\theta=45^\circ-0,5*\varphi$ - угол наклона плоскости обрушения к вертикали		23,50
	$tg\theta$		0,4346

Особые нагрузки

4	Сейсмическая составляющая (вертикальная) от собственного веса сооружения		
	$S_G=0,064*G$, т		0,020
	z, м		0,30

6 Горизонтальное давление грунта засыпки с учетом сейсмики

$q^*_c=0,521*H$ | 0,313

$E^*_г,=0,5*\gamma_f*(0,521*H^2)$ т/м | 0,113

H, м | 0,60

Основное сочетание нагрузок

$\Sigma M=E_г*z_2$, тм | 0,018

$\Sigma N=G_{ст}$, т | 0,315

Особое сочетание нагрузок

Горизонтальный сейсм

$\Sigma M=E^*_г*z_2+S_{Gст}*z$, тм | 0,029

$\Sigma N=G_{ст}$, т | 0,315

Расчет

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

Эксплуатационный период

Действующие нагрузки:

_собственный вес;

_давление грунта плотины (вертикальное), грунт естественной влажности

_давление грунта плотины (горизонтальное), грунт естественной влажности

2 расчетный случай (особое сочетание нагрузок)

Эксплуатационный период

Действующие нагрузки:

_собственный вес;

_давление грунта плотины (вертикальное), грунт естественной влажности

_горизонтальная сейсмическая составляющая от собственного веса

_давление грунта плотины (горизонтальное) с учетом сейсмики

Расчет проводится для стержневой конструкции по программе "Лира"

По полученным усилиям проверяем достаточность размеров сечения и подбираем арматуру.

N - нормальная сила, действующая в сечении, кг

M - момент, действующий в сечении, кгсм

h - высота сечения, см

a - защитный слой арматуры, см		10
Бетон B15:	$R_{пр}=R_b$, кг/см2	86,7
Арматура AIII:	$R_a=R_s$, кг/см2	3 750
γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок:		
для основного сочетания	[6] п.5.3.3	1
для особого сочетания	[6] п.5.3.3	0,9
γ_n - коэффициент по ответственности сооружения	[6] п.5.3.3	
для сооружения III класса		1,15
γ_s - коэффициент условий работы	[3] табл.4	
арматура в железобетоне		1,1
b - ширина сечения (расчетная длина сооружения), см		100

Внецентренное сжатие

$e_o = M/N$, см > hоб/6 см

$h_o = h-a$, см

$M_a = M+N*(h_{об}/2-a)-\gamma_s*F'_a*R_s*(h_o-a)$, кгсм

Ao = (γn*γlc*Ma)/(γs*F сечение проходит

$\gamma_o = 1-0.5*(1-(1-2*A_o)0.5)$

$z = \gamma_o*h_o$, см

$F_a = (\gamma_n*\gamma_{lc}*M_a)/(\gamma_s*R_s*z)-(\gamma_n*\gamma_{lc}*N)/(\gamma_s*R_s)+F'_a$, см^2

$e_o = M/N$, см < $h_{об}/6$ см

$e = e_o+(h_{об}-2*a)/2$, см

$e' = ((h_{об}-2*a)/2)-e_o$, см

$F'_a = ((\gamma_n*\gamma_{lc}*N*e)-(0.5*\gamma_s*R_b*b)*(h_{об}-a)2)/(\gamma_s*R_s)*(h_{об}-2*a)2)$, см^2

$Fa = ((\gamma_n*\gamma_{lc}*N*e')-(0.5*\gamma_s*R_b*b)*(h_{об}-a)2)/(\gamma_s*R_s)*(h_{об}-2*a)2)$, см^2

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

1 расчетный случай (основное сочетание нагрузок)

Сечение	N, кг	M, кгсм	e_o, см	b, см	$h_{об}$, см	$h_{об}/6$, см	a, см	h_o, см	R_b, кг/см^2	R_s, кг/см^2	γ_{lc}	γ_n	γ_s	F'_a, см^2	D, мм	M_a, кгсм	A_o	γ_o	z, см	F_a, см^2	D, мм
			<e_o>																		
т.О	315	1 799	5,71	100	20	3,33	5	15	86,70	3 750	1	1,15	1,1	0	0	3 374	0,002	0,999	14,99	-0,03	0

2 расчетный случай (особое сочетание нагрузок - горизонтальная сейсмика)

Сечение	N, кг	M, кгсм	e_o, см	b, см	$h_{об}$, см	$h_{об}/6$, см	a, см	h_o, см	R_b, кг/см^2	R_s, кг/см^2	γ_{lc}	γ_n	γ_s	F'_a, см^2	D, мм	M_a, кгсм	A_o	γ_o	z, см	F_a, см^2	D, мм
			<e_o>																		
т.О	315	2 856	9,07	100	20	3,33	5	15	86,70	3 750	1	1,15	1,1	0	0	4 431	0,002	0,999	14,98	-0,01	0

Определяем диаметр рабочей арматуры по минимальному % армирования.

$F_a=b*h_o*0.002$, см^2 3,000

где - b - длина расчетного сечения, см 100

- h_o - расчетная толщина сечения, см 15

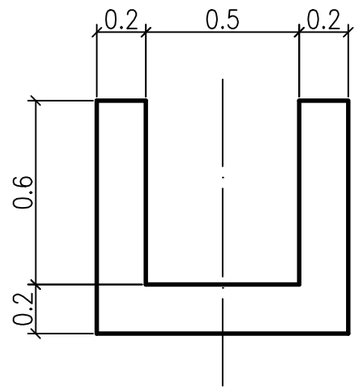
5D10AIII ($Fa=3,93$см^2)

Принимаем 5D16AIII, по условию армирования открытых поверхностей бетонных сооружений в условиях сурового климата.

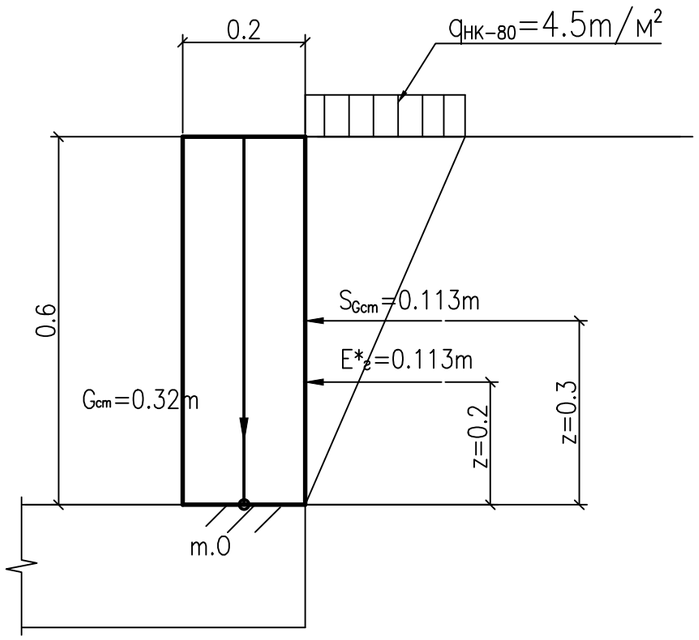
Литерптура

2. СНиП II-7-81* "Строительство в сейсмических районах"
3. СНиП 2.06.08-87 "Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений"
5. Справочник по инженерной геологии 1968г.
6. СНИП РК 3.04-01-2008_"Гидротехнические сооружения. Основные положения"
7. "Руководство по проектированию подпорных стен и стен подвалов для промышленного и гражданского строительства" , Москва 1984
8. СНиП РК 2.03-30-2006 "Строительство в сейсмических районах".

Сечение канала



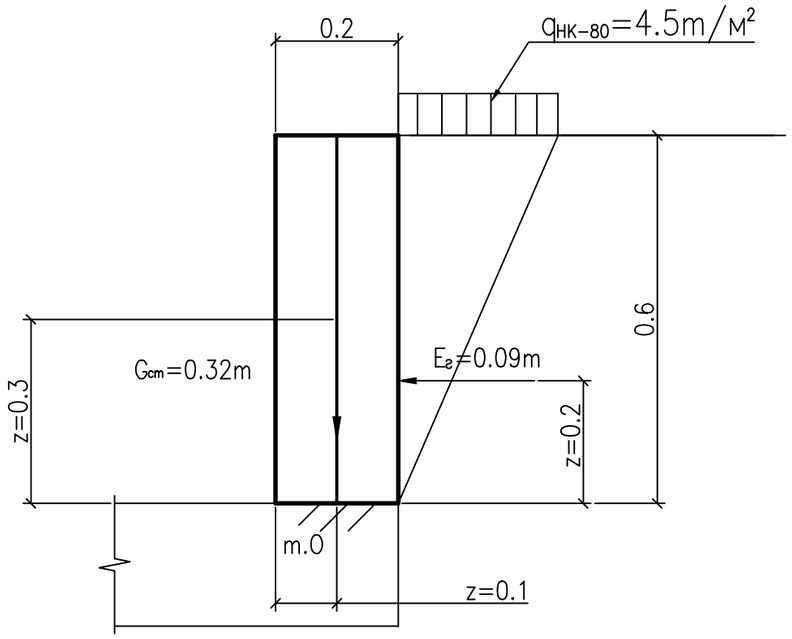
Особое сочетание нагрузок (горизонтальная сейсмика)



Нагрузки:

1. Собственный вес – (0.32+0.02)=0.34m
2. Горизонтальное давление грунта засыпки с учетом сейсмики– 0.113m
3. Горизонтальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80 – 4.5m – действует ниже лотка

Основное сочетание нагрузок



Нагрузки:

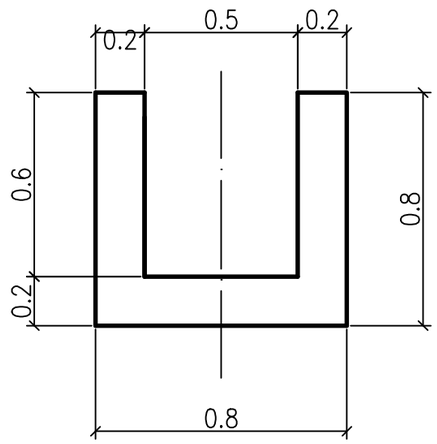
1. Собственный вес – 0.32m
2. Горизонтальная составляющая давления грунта засыпки – 0.09m
3. Горизонтальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80 – действует ниже дна лотка

Рис. Схемы загружений и армирования

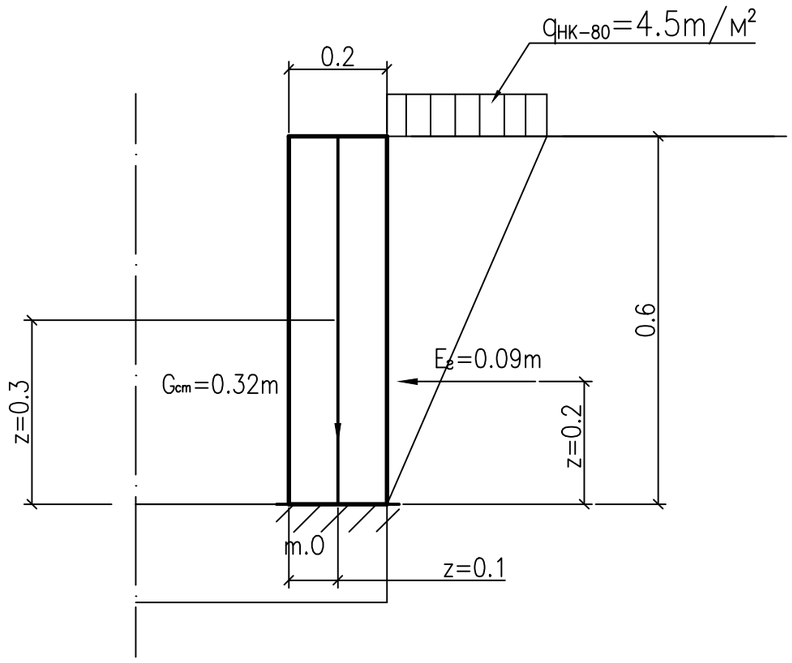
ГЭС–3 на реке Кора
Рыбопропуск

Лист

СЕЧЕНИЕ КАНАЛА



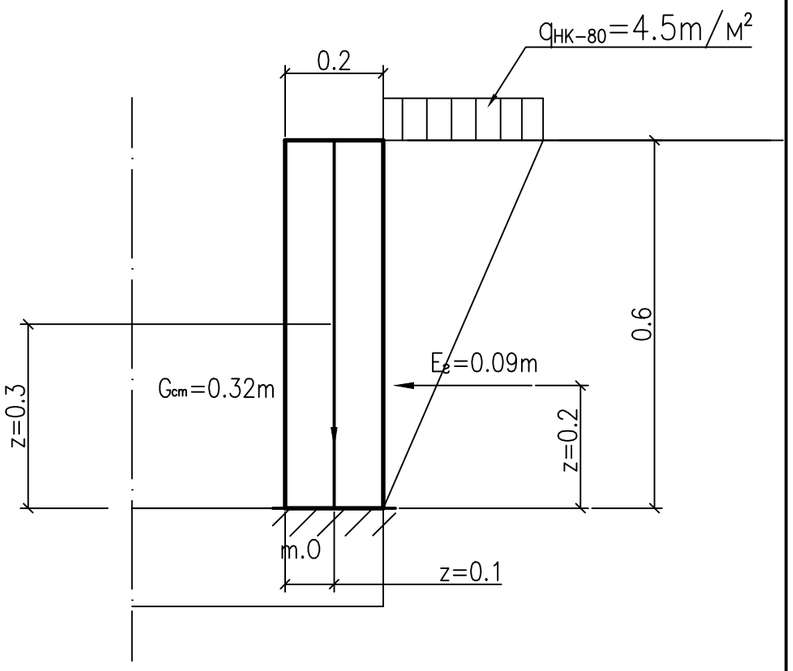
ОСНОВНОЕ СОЧЕТАНИЕ НАГРУЗОК



Нагрузки:

1. Собственный вес – 0.32m
2. Горизонтальная составляющая давления грунта засыпки – 0.09m
3. Горизонтальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80

ОСОБОЕ СОЧЕТАНИЕ НАГРУЗОК (горизонтальная сейсмика)



Нагрузки:

1. Собственный вес – (0.32+0.02)=0.34m
2. Горизонтальное давление грунта засыпки с учетом сейсмики– 0.113m
3. Горизонтальная составляющая давления на грунт засыпки от НК–80 – действует ниже дна лотка

КОНСТРУКТИВНАЯ СХЕМА АРМИРОВАНИЯ

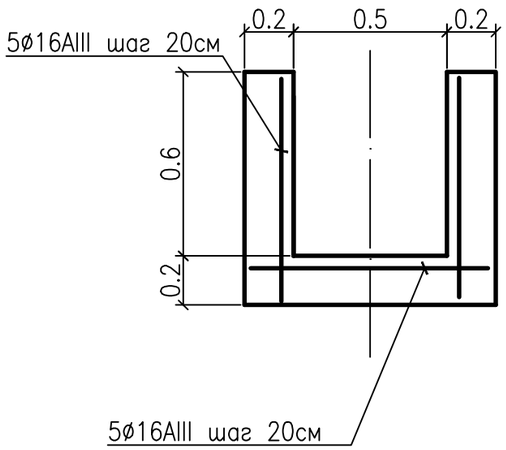


Рис. Схемы загружений и армирования

ГЭС–3 на реке Кора Рыбопропуск	Лист

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Статические расчеты здания станции

Товарищество с ограниченной ответственностью «АСПМК-519»,
ГСЛ №07973

Строительство ГЭС-3 на реке Кора

Автоматизированный расчет на статические и динамические нагрузки, с помощью программно-вычислительного комплекса «SCAD ++»

Расчет конструкций здания станции ГЭС-3 №005-14-2021-РР

г. Алматы 2021г.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Товарищество с ограниченной ответственностью «АСПМК-519»,
ГСЛ №07973

Строительство ГЭС-3 на реке Кора

Автоматизированный расчет на статические и динамические нагрузки, с помощью программно-вычислительного комплекса «SCAD ++»

Расчет конструкций здания станции ГЭС-3 №005-14-2021-РР

Проектная организация ТОО "АСПМК-519"
Главный инженер проекта Цой А.В.

Заказчик ТОО "Коринская ГЭС-2"

г. Алматы 2021г.

Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Содержание

1. Введение 4
2. Нормативные ссылки 5
3. Описание объекта 7
4. Исходные данные 9
5. Расчетная модель здания ГЭС-3 на реке Кора 10
6. Расчет верхнего строения 16
6.1. Расчётная модель верхнего строения в программно-вычислительном комплексе «SCAD ++» 16
6.2. Жёсткости элементов верхнего строения 22
6.3. Нагрузки на верхнее строение 24
6.3.1. Нагрузка от собственного веса 24
6.3.1.1. Собственный вес конструкции 24
6.3.1.2. Собственный вес покрытий/перекрытий, стеновых панелей 24
6.3.2. Ветровая нагрузка на конструкцию 25
6.3.2.1. Ветровая нагрузка на конструкцию. Вариант 1 (ветер 0°) 26
6.3.2.2. Ветровая нагрузка на конструкцию. Вариант 2 (ветер 180°) 29
6.3.2.3. Ветровая нагрузка на конструкцию. Вариант 3 (ветер 90°/-90°) 31
6.3.3. Временные нагрузки на кровельные конструкции 34
6.3.4. Снеговые нагрузки 35
6.3.5. Нагрузки от мостового крана 43
6.3.6. Сейсмическая нагрузка 47
6.4. Результаты проверки элементов верхнего строения на расчетные сочетания усилий (РСУ) 48
7. Расчет Подземной части 50
7.1. Расчётная модель подземной части в программно-вычислительном комплексе «SCAD ++» .. 50
7.2. Нагрузки на подземную часть 69
7.2.1. Нагрузка от собственного веса 69
7.2.1.1. Собственный вес конструкции 69
7.2.1.2. Нагрузка от грунта балласта в карманах каркаса подземной части 69
7.2.1.3. Нагрузка от конструкции пола 69
7.2.2. Нагрузка от грунта обратной засыпки 69
7.2.3. Дополнительное давление на стены от техники расположенной на поверхности грунта около здания 70
7.2.4. Нагрузка от воды в отводящем канале 70
7.2.5. Нагрузка от воды в подводящем и отводящем водоводах 70
7.2.6. Полезная нагрузка на полы 71
7.2.7. Нагрузки от генераторных установок 71
7.3. Результаты проверки элементов подземной части на расчетные сочетания усилий (РСУ). 74

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

005-014-2021-РР

ГИП	Цой А.	
Разработал	Гиньюкин А.	
Разработал	Шишов Д.	

Расчет конструкций здания станции ГЭС-3

Стадия	Лист	Листов
Р	3	

ТОО «АСПМК-519»
г. Алматы 2021г

1. Введение

Расчет выполнен в программно-вычислительном комплексе "SCAD++" версии 21.1.9.9. Данный комплекс реализует метод конечных элементов в перемещениях, на постоянные, временные и особые нагрузки в соответствии со строительными нормами, действующими на территории РК.

В качестве основных неизвестных приняты следующие перемещения узлов:

X – линейное по оси X;
Y – линейное по оси Y;
Z – линейное по оси Z;
UX – угловое вокруг оси X;
UY – угловое вокруг оси Y;
UZ – угловое вокруг оси Z.

Для задания данных в расчетной схеме могут быть использованы различные системы координат, которые в дальнейшем преобразуются в декартовы. В дальнейшем для описания расчетной схемы используются следующие декартовы системы координат.

Глобальная правосторонняя система координат XYZ, связанная с расчетной схемой.

Локальные правосторонние системы координат, связанные с каждым конечным элементом.

Тип схемы: расчетная схема определена как система с признаком 5. Это означает, что рассматривается система общего вида, деформации которой и ее основные неизвестные представлены линейными перемещениями узловых точек вдоль осей X, Y, Z и поворотами вокруг этих осей.

Расчетная схема здания

Расчет конструкций здания станции выполнен по общей расчетной схеме, состоящей из верхнего строения и подземной части на упругом основании. В данном отчете для удобство чтения исходных данных и результатов расчета расчет условно разделен на две части: 1. Расчет конструкций верхнего строения, 2. Расчет подземной части.

2. Нормативные ссылки

Ниже приведены нормативные технические документы, которые были использованы в процессе проектирования, конструирования и расчета настоящей конструкции:

- СП РК EN 1990:2002+A1:2005/2011 – «Основы проектирования несущих конструкций»;
- СП РК EN 1991-1-1:2002/2011 – «Воздействия на несущие конструкции. Часть 1-1. Общие воздействия. Собственный вес, постоянные и временные нагрузки на здания»;
- СП РК EN 1991-1-3:2004/2011 – «Воздействия на несущие конструкции. Часть 1-3. Общие воздействия. Снеговые воздействия»;
- СП РК EN 1991-1-4:2005/2011 – «Воздействия на несущие конструкции. Часть 1-4. Общие воздействия. Ветровые воздействия»;
- СП РК EN 1991-1-6:2005/2011 – «Воздействия на несущие конструкции. Часть 1-6. Общие воздействия. Воздействия при производстве строительных работ»;
- СП РК EN 1993-1-1:2005/2011 – «Проектирование стальных конструкций. Часть 1-1. Общие правила и правила для зданий»;
- СП РК EN 1993-1-8:2005/2011 – «Проектирование стальных конструкций. Часть 1-8. Расчет соединений»;
- СП РК EN 1993-1-9:2005/2011 – «Проектирование стальных конструкций. Часть 1-9. Усталостная прочность»;
- СНиП 2.01.07-85* – «Нагрузки и воздействия»;
- СНиП 12.03-2001 – «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СН РК 1.03-05-2011 – «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;
- СН РК 2.01-01-2013 – «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СН РК 5.03-07-2013 – «Несущие и ограждающие конструкции»;
- СП РК 2.04-01-2017 – «Строительная климатология»;
- СП РК 2.01-101-2013 – «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СП РК 2.03-30-2017 – «Строительство в сейсмических районах»;
- СП РК 2.04-103-2013 – «Устройство молниезащиты зданий и сооружений»;
- СП РК 5.03-107-2013 – «Несущие и ограждающие конструкции»;
- «Общие требования промышленной безопасности», утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан 29 ноября 2008 года № 219;
- «Правила пожарной безопасности» с изменениями и дополнениями от 29.12.2017 г., утверждены постановлением Правительства Республики Казахстан от 9 октября 2014 года № 1077;
- «Требования к безопасности зданий и сооружений, строительных материалов и изделий», утверждены постановлением Правительства Республики Казахстан от 17 ноября 2010 года № 1202;
- РД 34.21.122-87 – «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;
- СО 153-34.21.122-2003 – «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- СТ РК 12.0.002-2016 – «Руководство по оценке и управлению рисками»;
- СТ РК EN 1090-1-2011 – «Изготовление стальных и алюминиевых конструкций. Часть 1. Требования к оценке соответствия элементов конструкции»;

- *СТ РК EN 1090-2-2011 – «Изготовление стальных и алюминиевых конструкций. Часть 2. Технические требования к стальным конструкция»;*
- *СТ РК ИСО 1461-2010 – «Покрытия, нанесенные методом горячего цинкования на изделия из чугуна и стали. Технические требования и методы испытания»;*
- *СТ РК ISO 14713-1-2012 – «Покрытия цинковые. Руководство и рекомендации, касающиеся защиты от коррозии железа и стали в конструкциях. Часть 1. Общие принципы проектирования и коррозионная стойкость»;*
- *СТ РК ISO 14713-2-2012 – «Покрытия цинковые. Руководство и рекомендации, касающиеся защиты от коррозии железа и стали в конструкциях. Часть 2. Горячее цинкование»;*
- *СТ РК ISO 12494-2015 – «Обледенение сооружений в результате атмосферных воздействий»;*
- *ГОСТ 8509-93* – «Уголки стальные горячекатаные равнополочные»;*
- *ГОСТ 8732-78 – «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные»;*
- *ГОСТ 19903-2015 – «Прокат листовой горячекатаный. Сортамент»;*
- *ГОСТ 27772-2015 – «Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия»;*

3. Описание объекта

Здание станции деривационного типа запроектировано с полногабаритным верхним строением и рассчитано на установку трех гидроагрегатов общей мощностью 26000 кВт. Два гидроагрегата мощностью 10750 кВт каждый и один гидроагрегат мощностью 4500 кВт.

Показатели основного гидросилового и электрического оборудования даны на черт. № 005–14–1 л1.

Подземная часть здания станции запроектирована единым блоком и состоит из агрегатной зоны, монтажной площадки и пристройкой с размерами в плане:

– ширина (вдоль потока) – 24.25м

– длина (поперек потока) – 49.40м

– высота подводного массива от подошвы фундаментной плиты (отм. 1292.25 м) до отметки подъезда (отм. 1300.50 м) составляет 8,25 м. Эта высота определилась необходимым заглублением средней линии направляющего аппарата турбины под уровень воды в нижнем бьефе для обеспечения безкавитационной работы турбины.

Размеры агрегатной зоны определились из условия размещения основного гидросилового, электротехнического и механического оборудования.

Расстояние между большими агрегатами принято равным 13.0 м, а между большим и малым 11.2 м по условиям размещения гидроагрегатов на основании габаритов проточной части турбины, гидрогенератора, подводящего напорного трубопровода и размещения вспомогательного технологического оборудования.

Подвод воды к турбинам осуществляется из турбинных водоводов по металлическим спиральным камерам круглого сечения.

Отвод воды от турбин производится по отсасывающим трубам. Отсасывающая труба малого гидроагрегата на выходе имеет отверстие 3.2х4.62 м, больших гидроагрегатов 4.2х4.62 м, которые перекрываются плоскими скользящими односекционными затворами, обслуживаемые грузовой подвесной тележкой грузоподъемностью 2 х 5,0 тс, перемещаемой по монорельсовой эстакаде.

Машинный зал расположен на отм. 1295,59 м., которая ниже отметки монтажной площадки и отметки подъезда на 4.91 м. Внутренние размеры машинного зала назначены с учетом размещения и обслуживания оборудования, а также обеспечения необходимых проходов между ним и строительными конструкциями. Размер подводного массива в сторону нижнего бьефа определен габаритными размерами спиральной камеры, подколонной стены и установкой плоских затворов на выходе отводящих камер. В сторону верхнего бьефа – размещением гидроагрегата, дискового затвора, подколонной стены, а также устройством необходимых проходов.

Высота машзала от пола до отметки кранового рельса назначена из условия обеспечения рабочих операций по монтажу и ремонту гидросилового оборудования и силового трансформатора мостовым краном.

Монтаж и обслуживание оборудования, расположенного в машзале производится мостовым краном грузоподъемностью 32/5 т, имеющим пролет 12,5 м.

В машинном зале предусмотрено два отдельных выхода на планировочную отметку расположенные по торцам машзала. Соблюдение требований по охране окружающей среды обеспечено системой сбора и отвода замасленных стоков с последующей их откачкой в емкость на пристанционной площадке.

Помещение электротехнического оборудования расположено со стороны верхнего бьефа в пристройке на отм. 1300.50м.

Монтажная площадка длиной 7,98 м располагается в торце здания станции на одной отметке с отметкой подъезда (1300,50 м) Такое ее расположение продиктовано компоновочными

решениями пристанционной площадки и автодороги для транспортирования оборудования. Въезд на монтажную площадку осуществляется с торца здания.

Габариты монтажной площадки обеспечивают размещение отдельных узлов одного гидроагрегата в период монтажа и ремонта, а также заезд автотранспорта для разгрузки.

Под монтажной площадкой на отм.1295.59 расположено помещение насосных осушения проточной части, откачки замасленных стоков и насосной пожаротушения. На отм. 1291.90 находятся колодцы для сбора замасленных стоков, а также для воды, поступающей при осушении проточной части гидротурбины.

Верхнее строение, образующее машинный зал с монтажной площадкой, представляет собой одноэтажное здание промышленного типа имеет габариты в плане 15,1х49,40 м и состоит из железобетонного каркаса и навесных панелей типа «сендвич».. Шаг колонн принят равным 6,0 м. Крыша – двускатная металлическая. Покрытие выполняется из трёхслойных металлических панелей типа «сендвич», укладываемых на прогоны поверх металлических ферм.

В здании станции предусмотрено устройство двух лестниц, расположенных по торцам здания станции, которые начинаются с нижних отметок и имеют выход выше отметки подъезда 1300,90 м. на 40 см.

Пристройка в верхнем бьефе представляет собой одноэтажное здание промышленного типа, отделенное от верхнего строения деформационным швом, запроектировано из металлического каркаса со стеновым заполнением из навесных панелей типа «сендвич». Крыша – односкатная металлическая. Покрытие выполняется из трёхслойных металлических панелей типа «сендвич», укладываемых на прогоны поверх металлических ферм.

Подземная часть здания представляет собой единую массивную, монолитную железобетонную конструкцию, несущую верхнее строение, которая выполняются из бетона класса В15 и В25. Толщины конструктивных элементов приняты из условия обеспечения их прочности, надежности и водонепроницаемости.

4. Исходные данные

Здание предназначено для строительства на территории Ескельдинского района Алматинской области, Республики Казахстан в 233 км (по прямой) на северо-восток от г. Алматы, 50 км к юго-востоку от г.Талдыкорган – административного центра Алматинской области.

Участок строительства расположенном в следующих климатических условиях:

Район по ветру (по карте «Районирование территории РК по базовой скорости ветра с вероятностью превышения 0,02» НП СП РК EN 1991-1-4) – I;

Базовая скорость ветра (по карте «Районирование территории РК по базовой скорости ветра с вероятностью превышения 0,02» НП СП РК EN 1991-1-4) – 20м/с;

Типы местности для определения параметров шероховатости (таблица 4.1 СП РК EN 1991-1-4:2005/2011) – I (Озера или плоская местность с незначительной растительностью без преград);

Здание не устанавливается на склонах скал, крутых склонах, холмах или хребтах. Орографический коэффициент при определение ветровых нагрузок принят $c_o(z) = 1$, что соответствует установке на равнине с уклоном Ф= H/Lu не более 0,05.

Высота расположения площадки строительства 1300м. При определении снеговых нагрузок на грунт, в соответствии с указаниями п. НП.2.4.1 НП к СП РК EN 1991-1-3 использованы карта №4 «Районирование территории РК по снеговым нагрузкам на грунт (характеристическое значение, определяемое с годовой вероятностью превышения 0,02» и карта №5 «Районирование территории РК по чрезвычайным снеговым нагрузкам на грунт (в результате снегопада с исключительно низкой вероятностью)».

Район по снеговой нагрузке (по картам №4 и №5 НП СП РК EN 1991-1-3) – V;

Характеристическое значение снеговой нагрузки на грунт (по карте №4) – $s_k = 3{,}5\text{кПа} = 3500\text{Н/м}^2$.

Расчётное значение чрезвычайной снеговой нагрузки на грунт (по карте №5) – $s_{Ad} = 4{,}8\text{кПа} = 4800\text{Н/м}^2$.

В соответствии с указаниями п. НП.2.4.1 НП к СП РК EN 1991-1-3 приняты следующие коэффициенты сочетаний для характеристических значений снеговых нагрузок: $\psi_0 = 0{,}7$, $\psi_1 = 0{,}5$, $\psi_2 = 0{,}2$.

В соответствии с таблицей 6.3 СП РК EN 1991-1-1, рассматриваемое здание относится к категории использования E2.

Уровень ответственности – Технически сложный объект I (повышенного) уровня ответственности.

Класс сооружений – III.

В расчёте приняты следующие постоянные величины:

Таблица 2

Плотность ветра (НП.2.2.5.2 к НП СП РК EN 1991-1-4), ρ	1,25	кг/м^3
Плотность гололеда (п. 7.2 СНиП 2.01.07-85), ρ	900	кг/м^3
Ускорение свободного падения (п. 7.2 СНиП 2.01.07-85), g	9,81	м/с^2
Модуль упругости стали (п. 3.2.6 СП РК EN 1993-1-1), E	210000	Н/мм^2

5. Расчетная модель здания ГЭС-3 на реке Кора

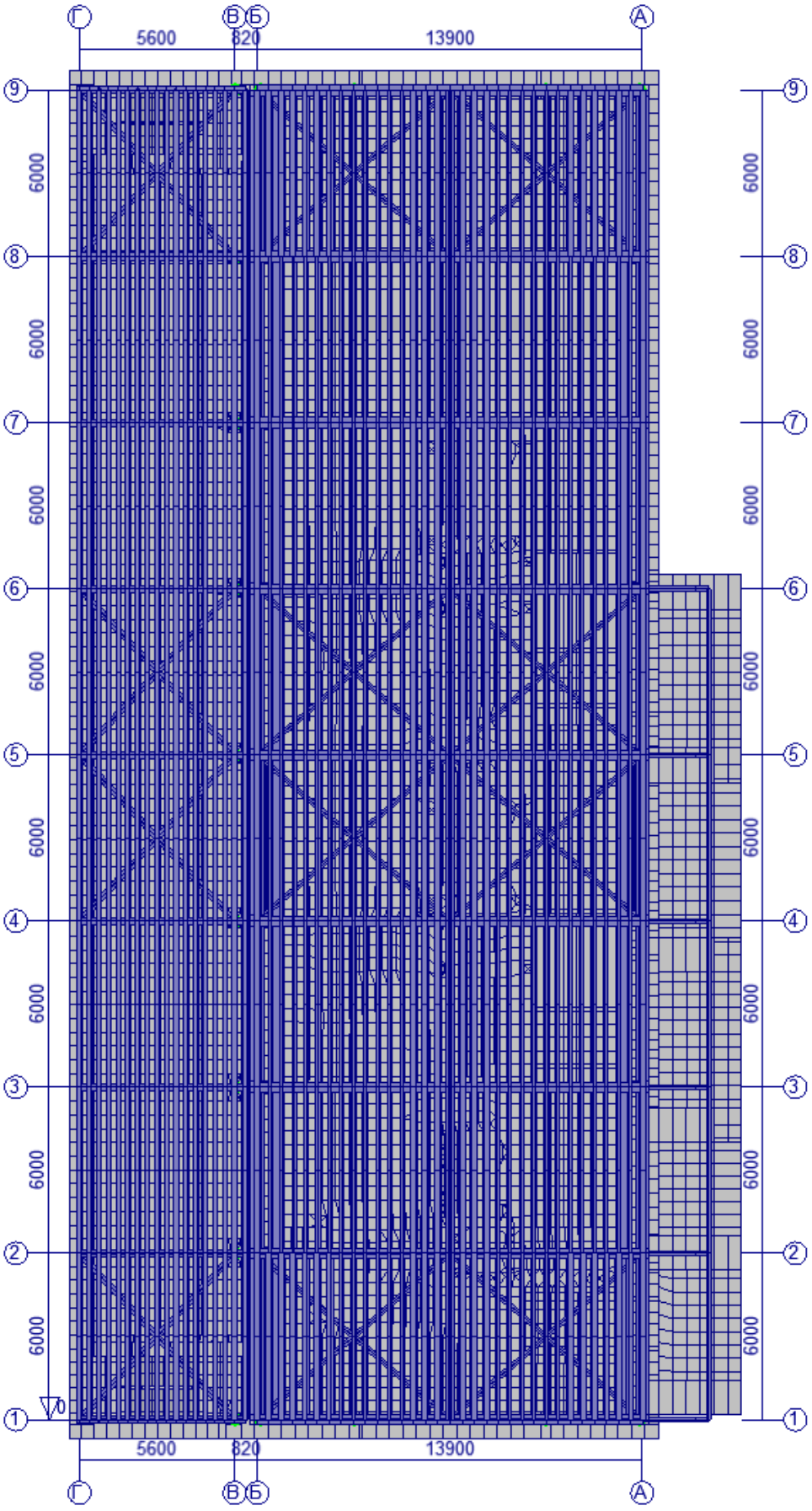


Рис. Вид сверху

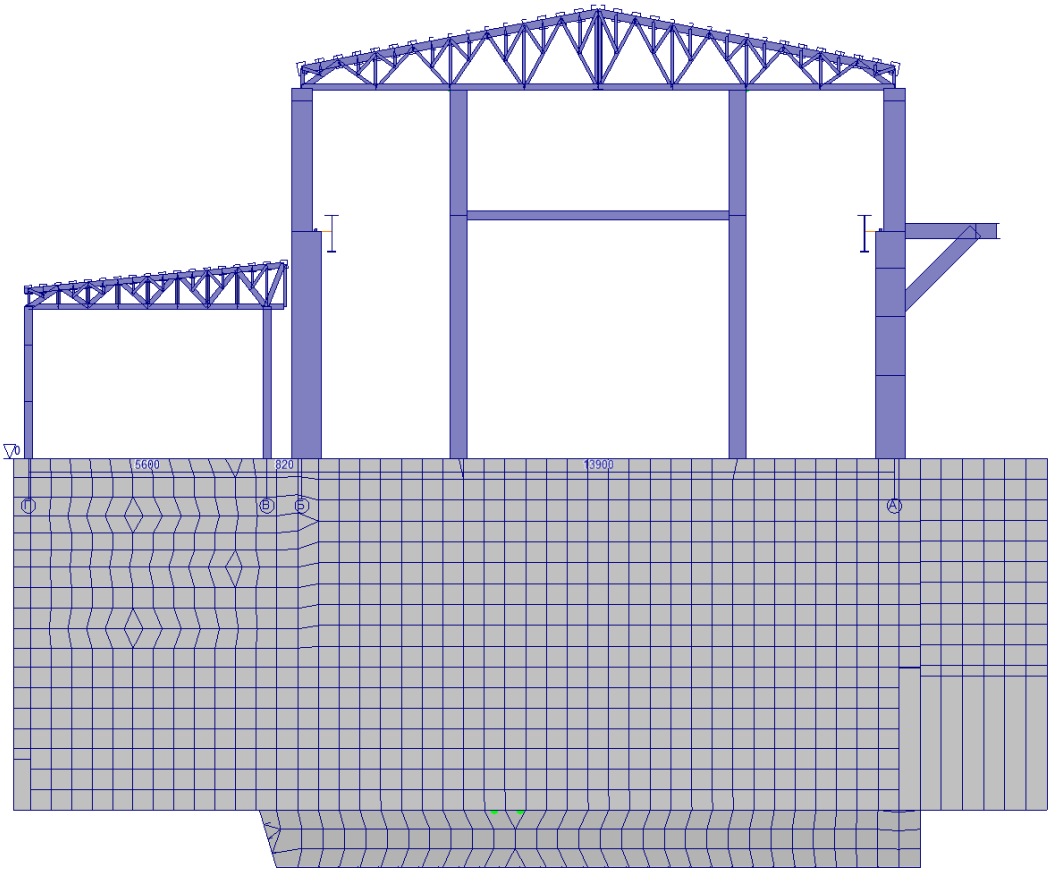


Рис. Вид в осях Г–А

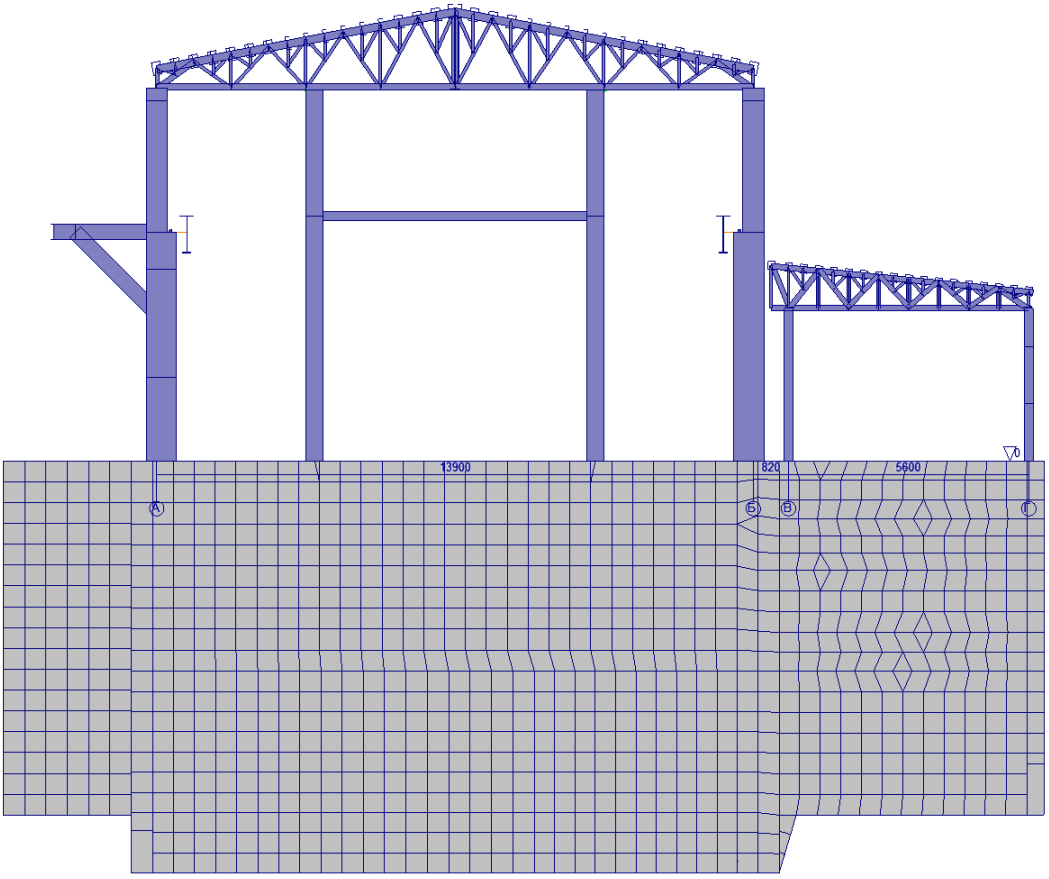


Рис. Вид в осях А–Г

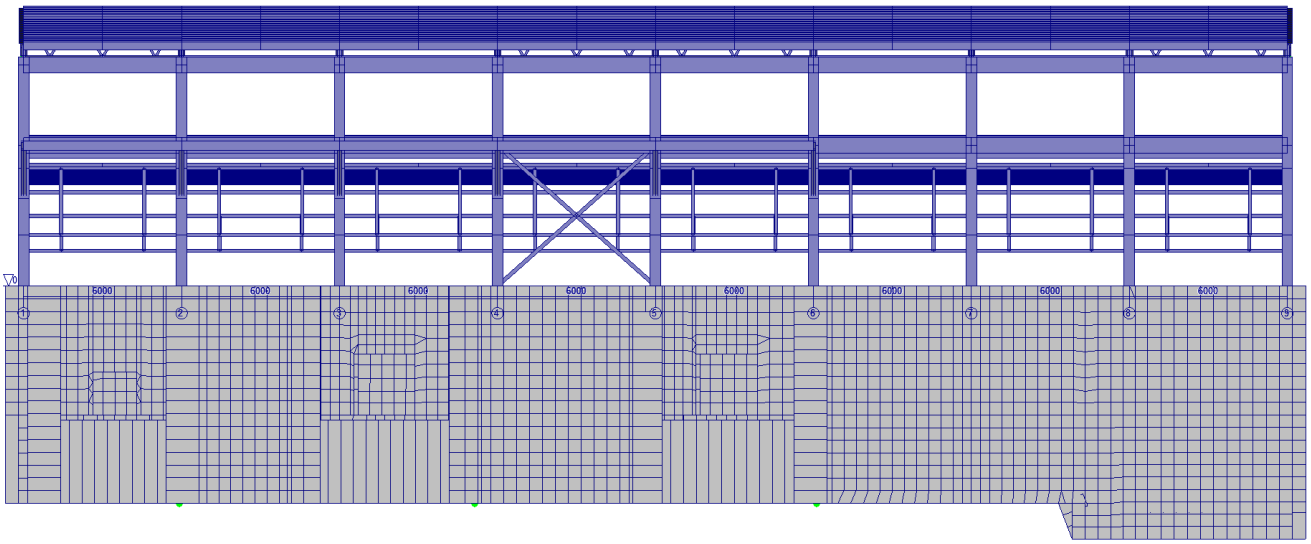


Рис. Вид в осях 1–9

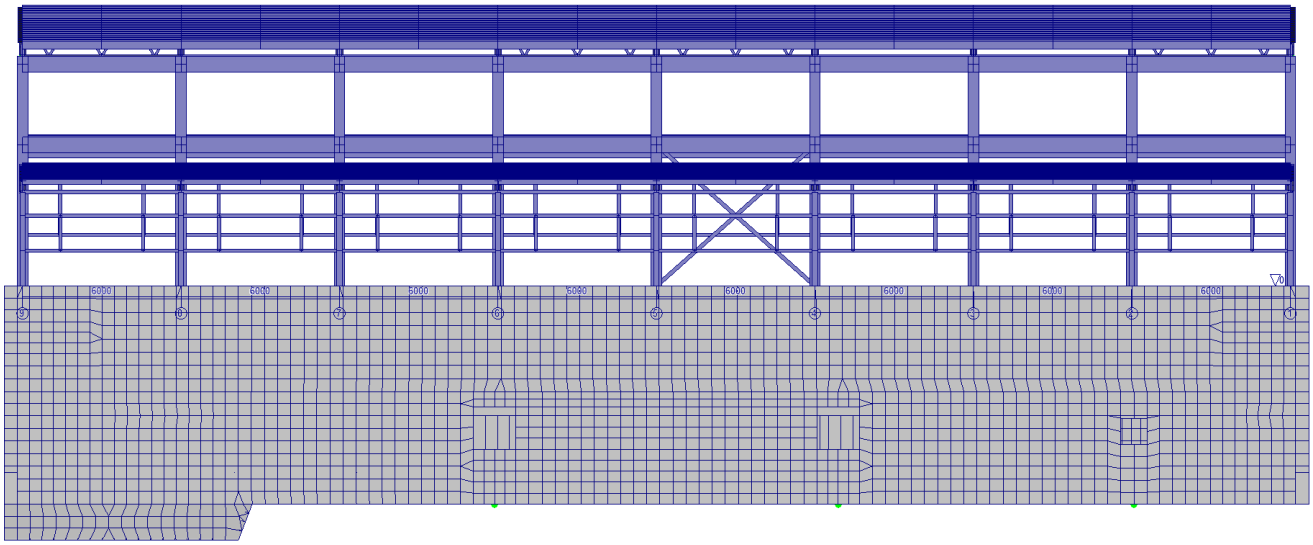


Рис. Вид в осях 9–1

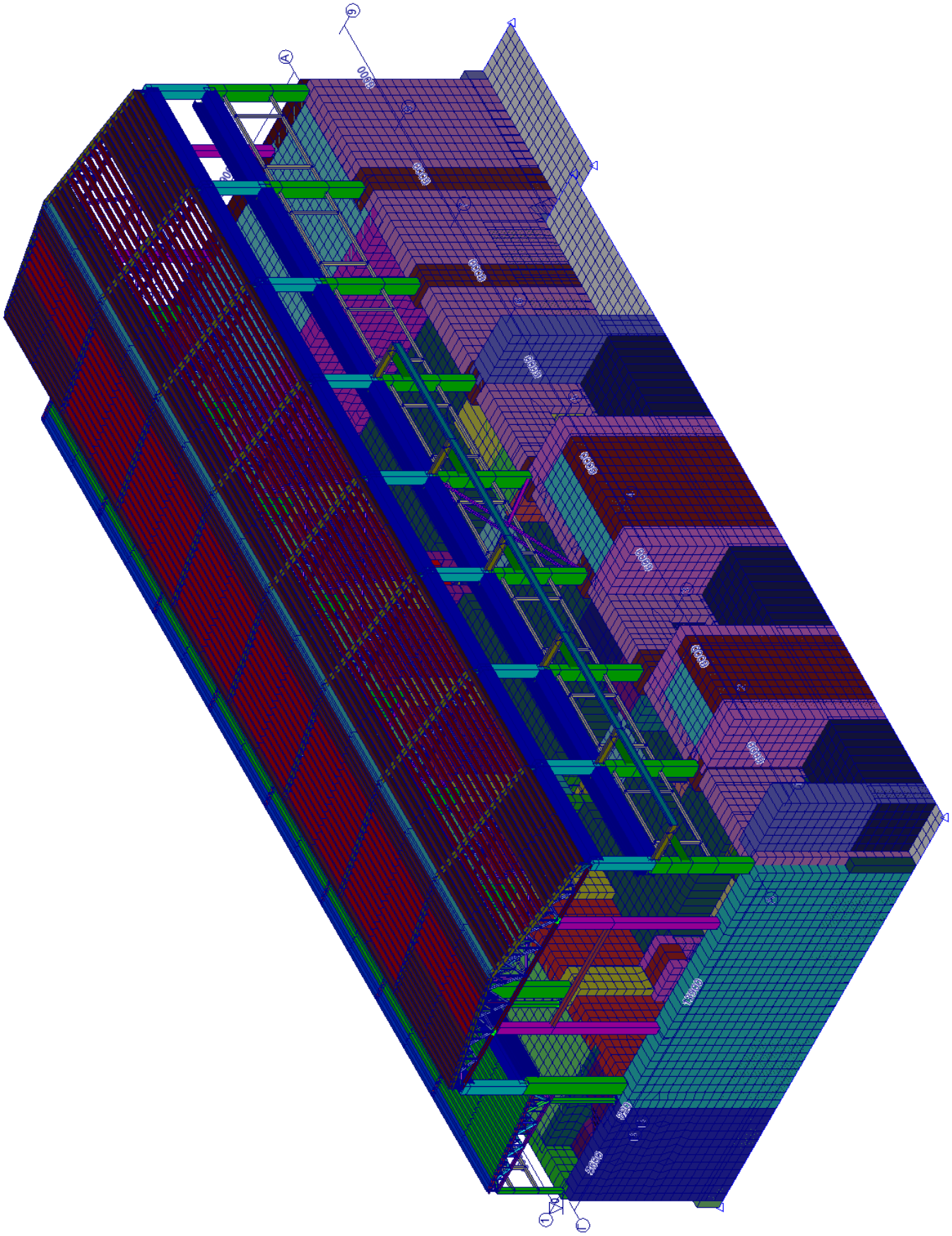
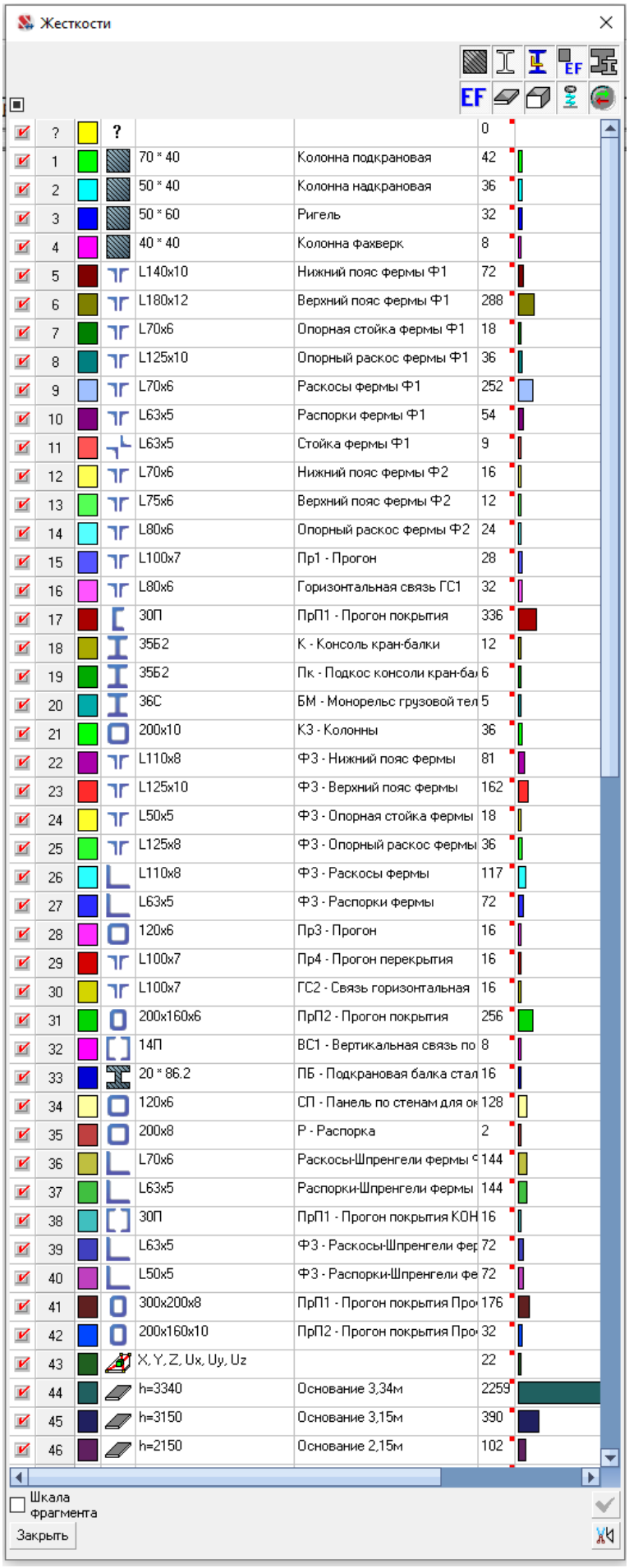


Рис. 3д вид.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 13



?	?			0
1	70 * 40	Колонна подкрановая	42	
2	50 * 40	Колонна надкрановая	36	
3	50 * 60	Ригель	32	
4	40 * 40	Колонна фахверк	8	
5	L140x10	Нижний пояс фермы Ф1	72	
6	L180x12	Верхний пояс фермы Ф1	288	
7	L70x6	Опорная стойка фермы Ф1	18	
8	L125x10	Опорный раскос фермы Ф1	36	
9	L70x6	Раскосы фермы Ф1	252	
10	L63x5	Распорки фермы Ф1	54	
11	L63x5	Стойка фермы Ф1	9	
12	L70x6	Нижний пояс фермы Ф2	16	
13	L75x6	Верхний пояс фермы Ф2	12	
14	L80x6	Опорный раскос фермы Ф2	24	
15	L100x7	Пр1 - Прогон	28	
16	L80x6	Горизонтальная связь ГС1	32	
17	30П	ПрП1 - Прогон покрытия	336	
18	35Б2	К - Консоль кран-балки	12	
19	35Б2	Пк - Подкос консоли кран-ба	6	
20	36С	БМ - Монорельс грузовой тел	5	
21	200x10	К3 - Колонны	36	
22	L110x8	Ф3 - Нижний пояс фермы	81	
23	L125x10	Ф3 - Верхний пояс фермы	162	
24	L50x5	Ф3 - Опорная стойка фермы	18	
25	L125x8	Ф3 - Опорный раскос фермы	36	
26	L110x8	Ф3 - Раскосы фермы	117	
27	L63x5	Ф3 - Распорки фермы	72	
28	120x6	Пр3 - Прогон	16	
29	L100x7	Пр4 - Прогон перекрытия	16	
30	L100x7	ГС2 - Связь горизонтальная	16	
31	200x160x6	ПрП2 - Прогон покрытия	256	
32	14П	ВС1 - Вертикальная связь по	8	
33	20 * 86.2	ПБ - Подкрановая балка стал	16	
34	120x6	СП - Панель по стенам для ок	128	
35	200x8	Р - Распорка	2	
36	L70x6	Раскосы-Шпренгели фермы Ф	144	
37	L63x5	Распорки-Шпренгели фермы	144	
38	30П	ПрП1 - Прогон покрытия КОН	16	
39	L63x5	Ф3 - Раскосы-Шпренгели фер	72	
40	L50x5	Ф3 - Распорки-Шпренгели фе	72	
41	300x200x8	ПрП1 - Прогон покрытия Про	176	
42	200x160x10	ПрП2 - Прогон покрытия Про	32	
43	X, Y, Z, Ux, Uy, Uz		22	
44	h=3340	Основание 3,34м	2259	
45	h=3150	Основание 3,15м	390	
46	h=2150	Основание 2,15м	102	

Рис. Жесткости элементов (начало)

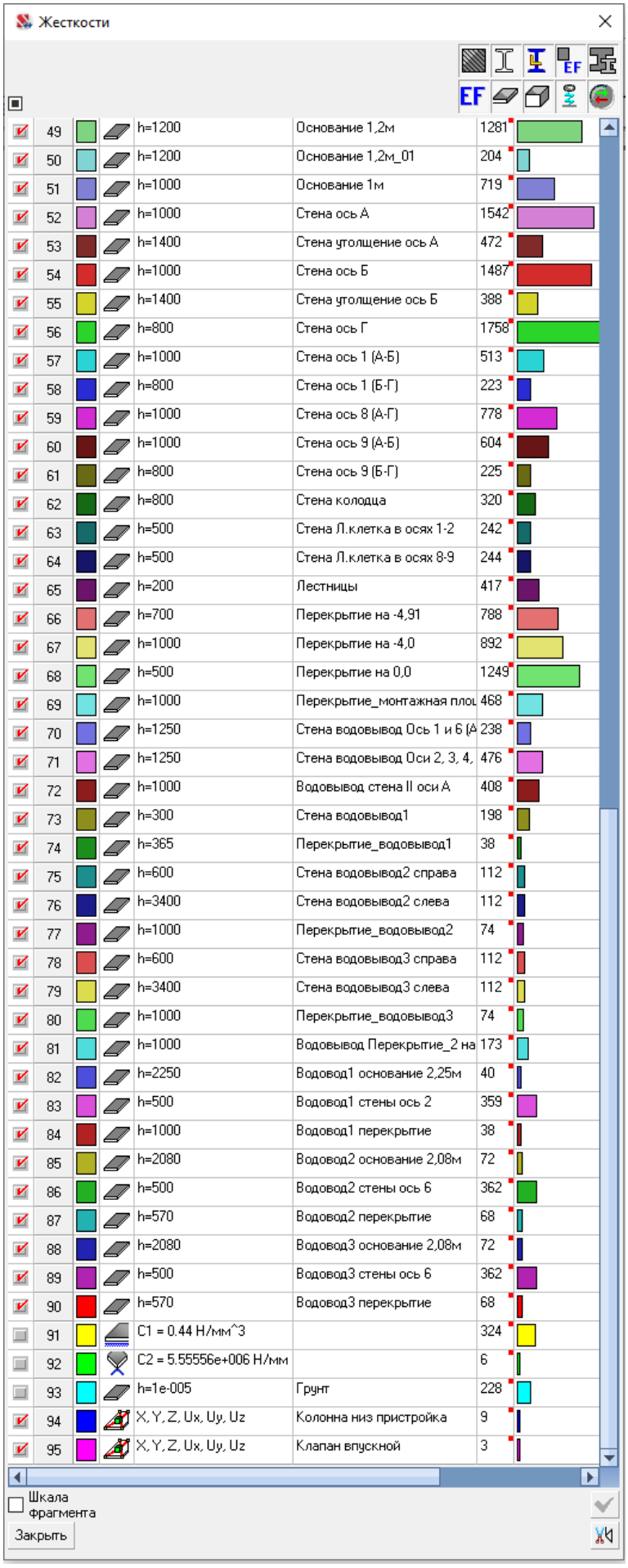


Рис. Жесткости элементов (окончание)

6. Расчет верхнего строения

6.1. Расчётная модель верхнего строения в программно-вычислительном комплексе «SCAD ++»

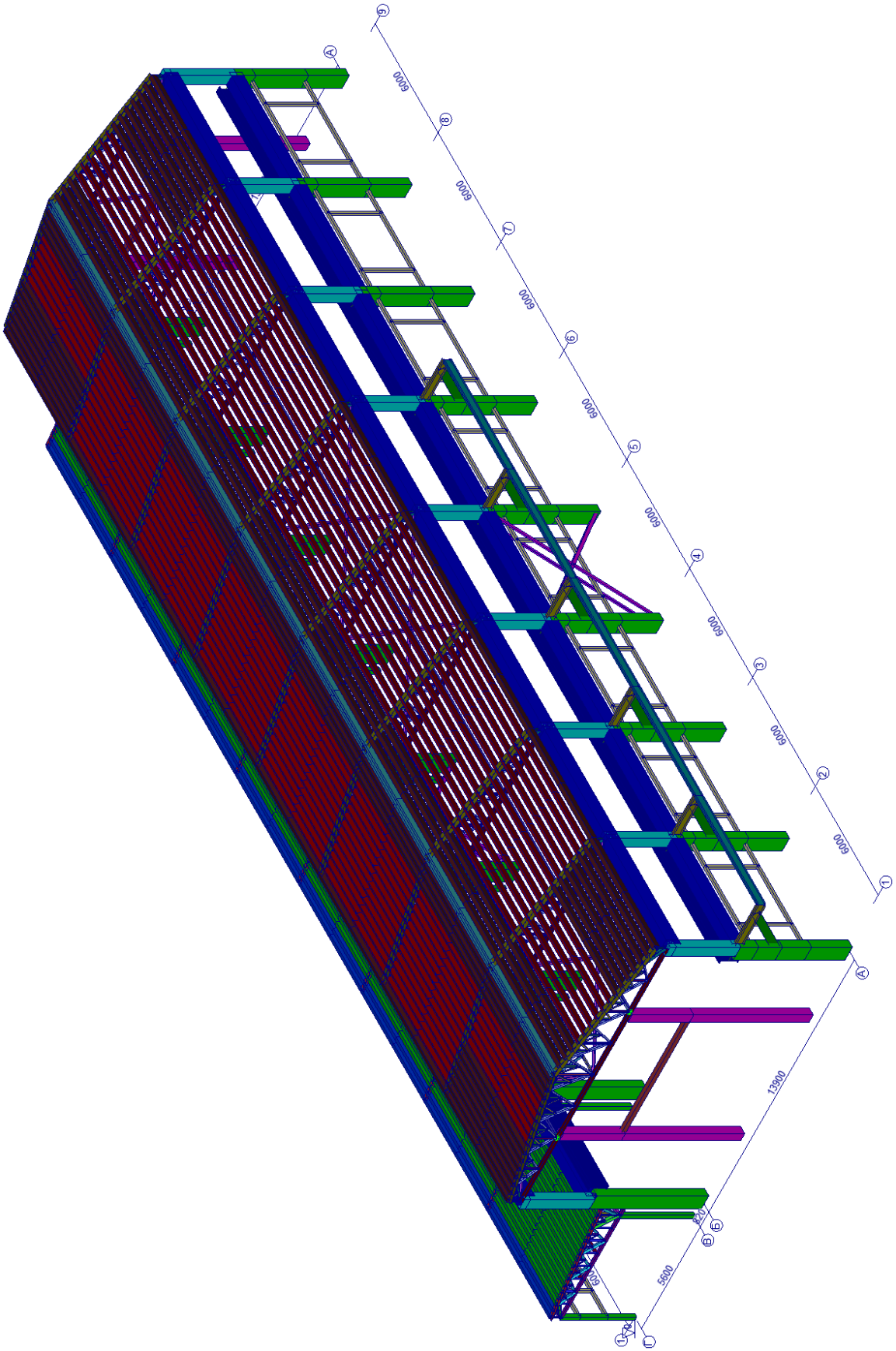


Рис. Расчетная модель верхнего строения

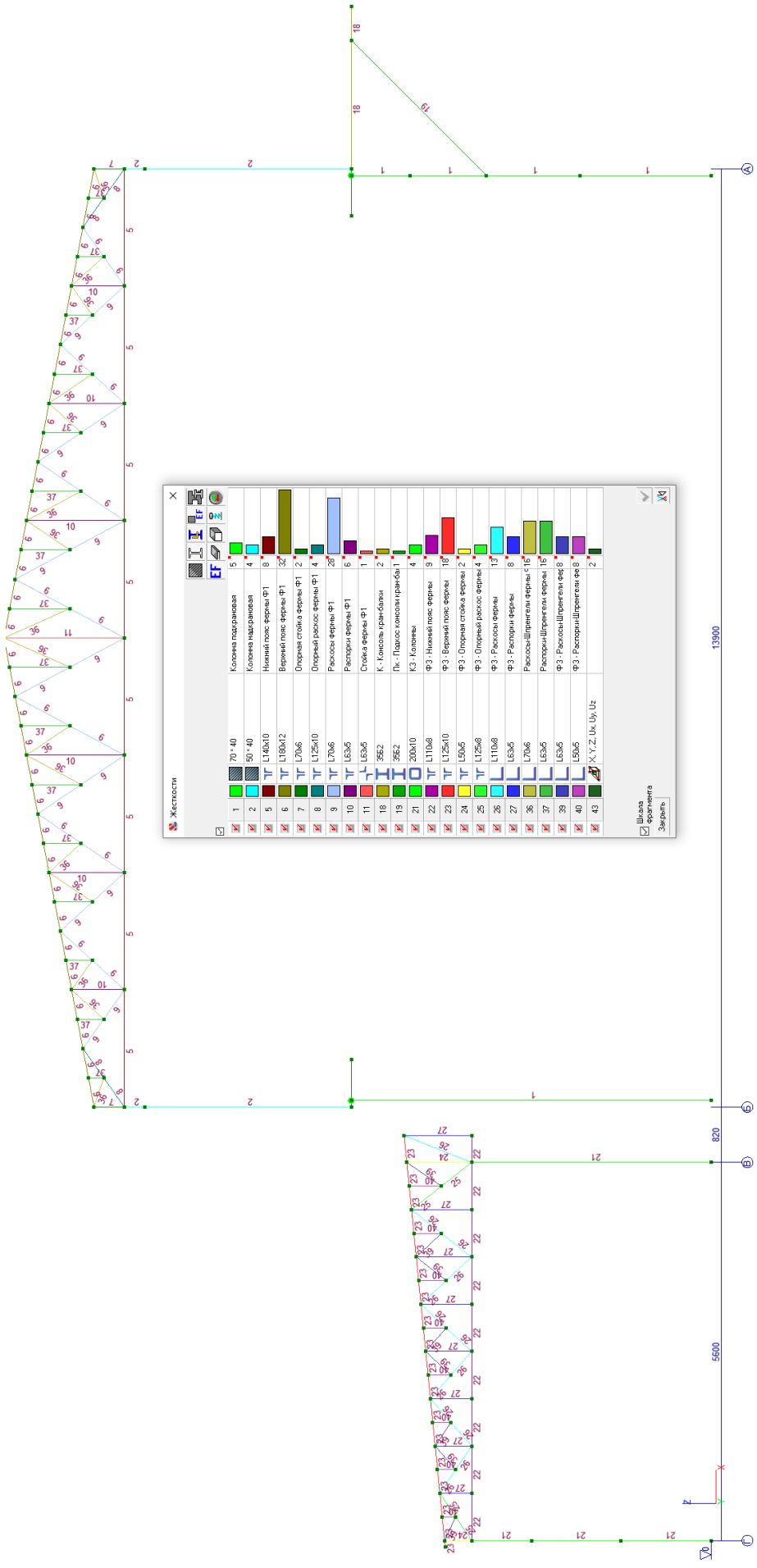
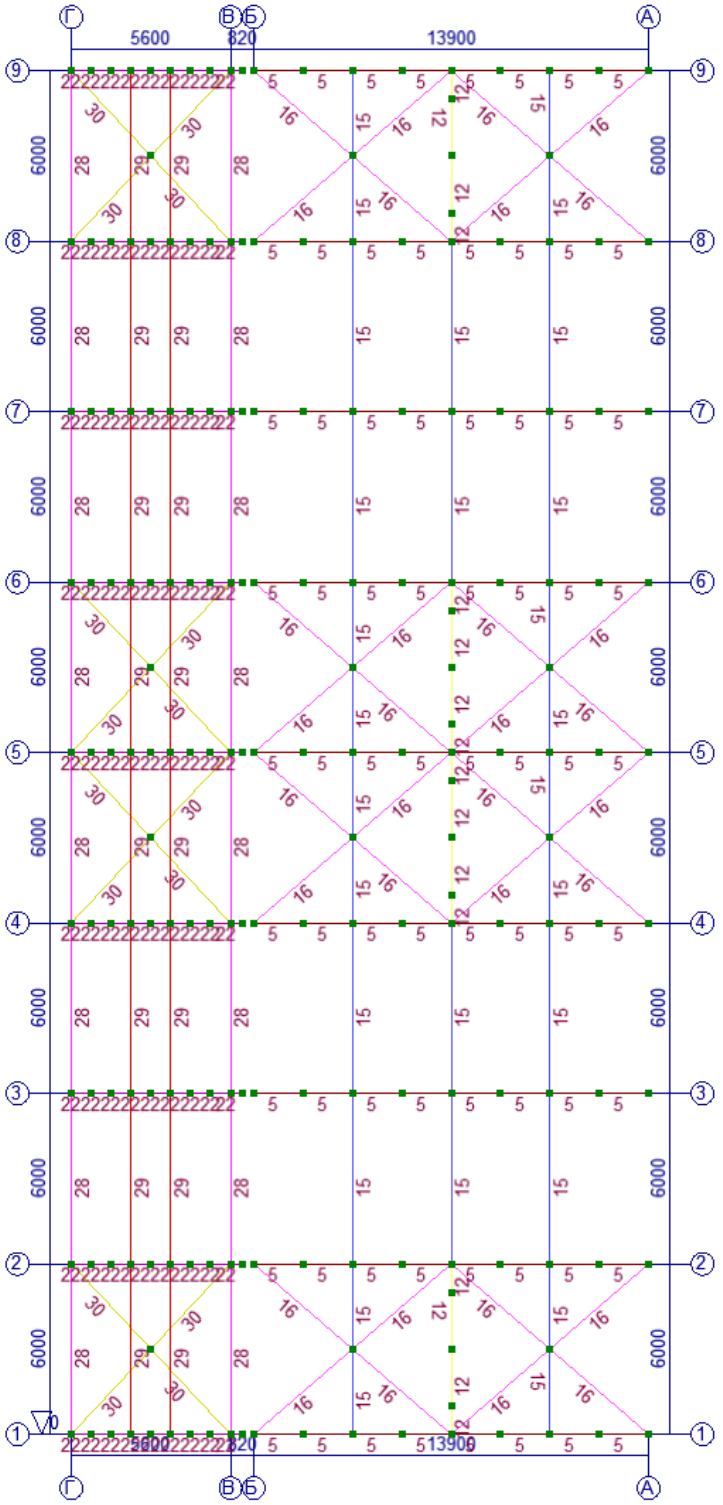


Рис. Поперечное сечение верхнего строения

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

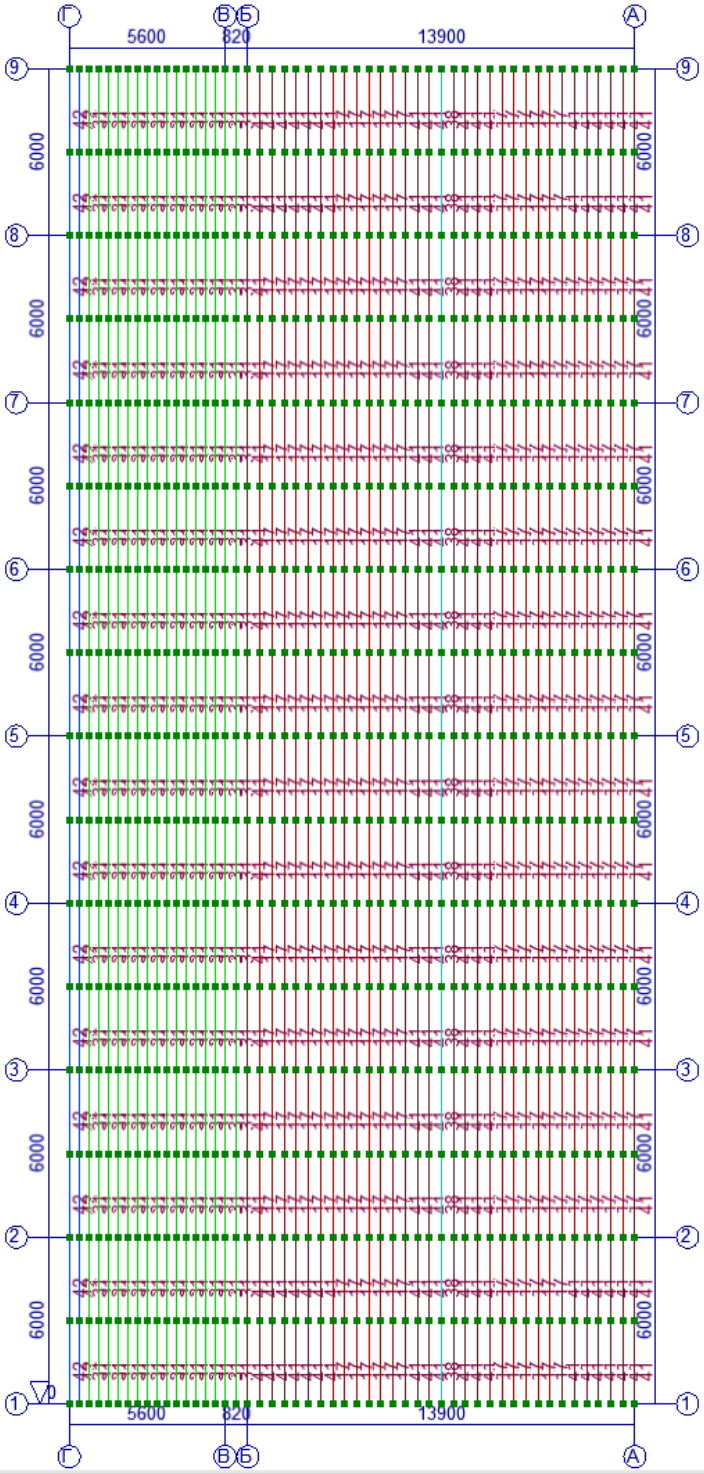
Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 17



Жесткости

5		L140x10	Нижний пояс фермы Ф1	72	
12		L70x6	Нижний пояс фермы Ф2	16	
15		L100x7	Пр1 - Прогон	28	
16		L80x6	Горизонтальная связь ГС1	32	
22		L110x8	Ф3 - Нижний пояс фермы	81	
28		120x6	Пр3 - Прогон	16	
29		L100x7	Пр4 - Прогон перекрытия	16	
30		L100x7	ГС2 - Связь горизонтальная	16	

Рис. Связи по нижнему поясу ферм



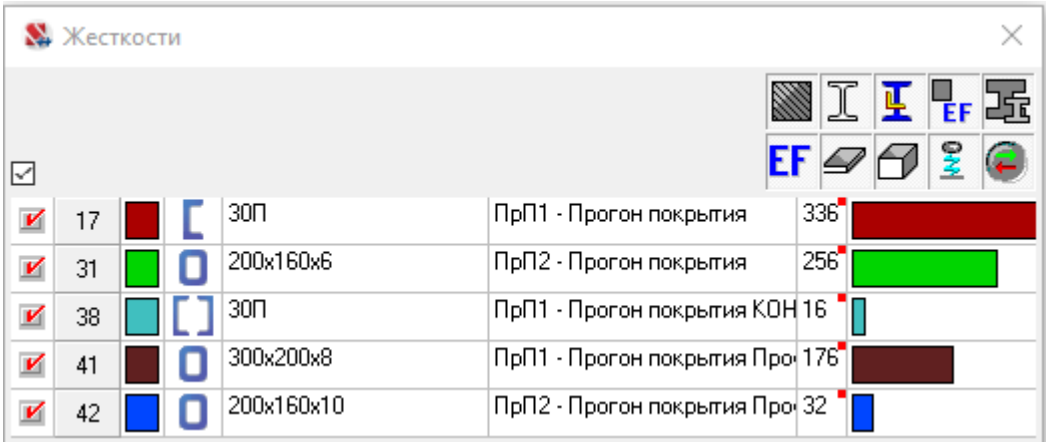
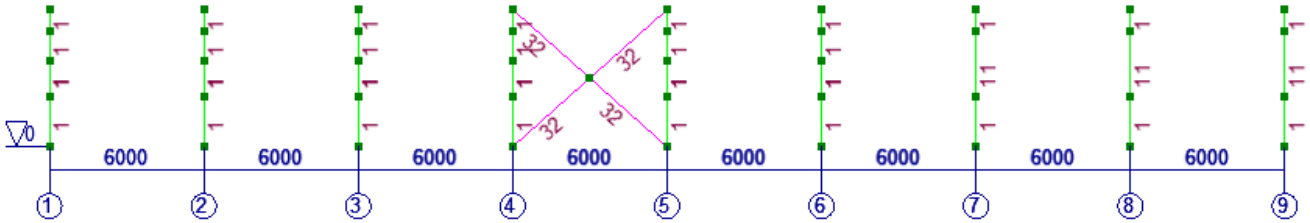


Рис. Прогоны по кровле



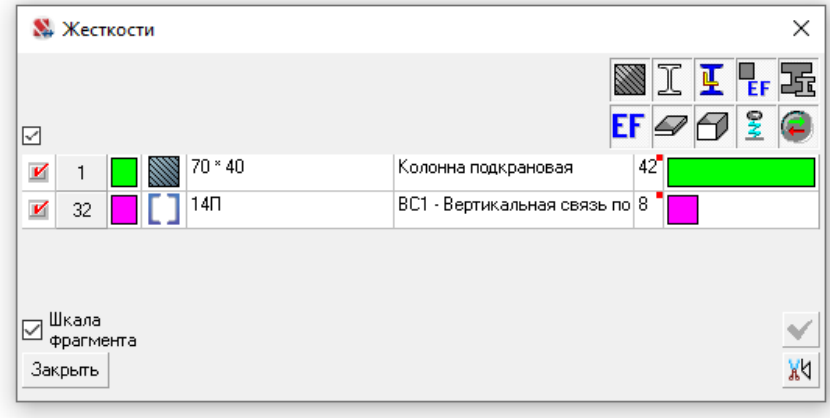
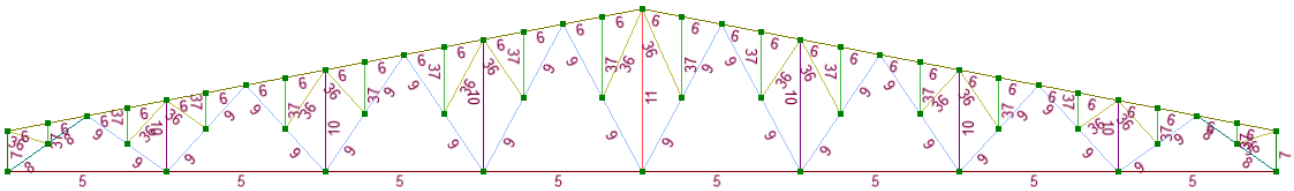


Рис. Вертикальные связи колонн



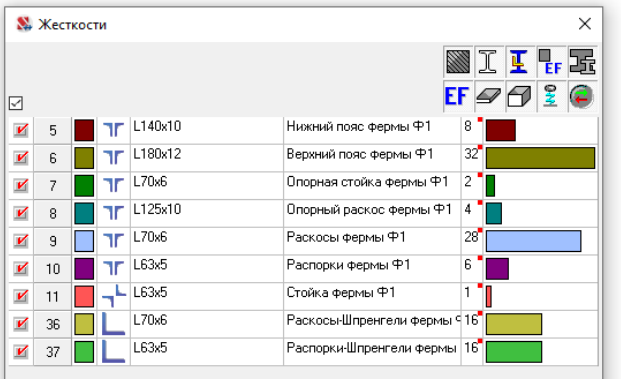
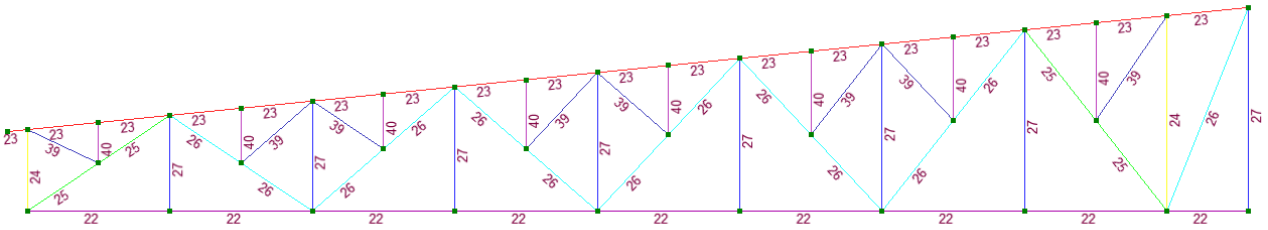


Рис. Ферма основного здания



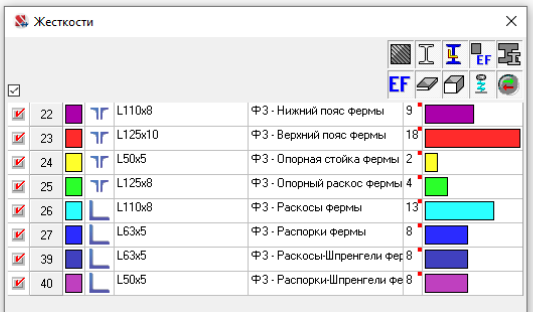
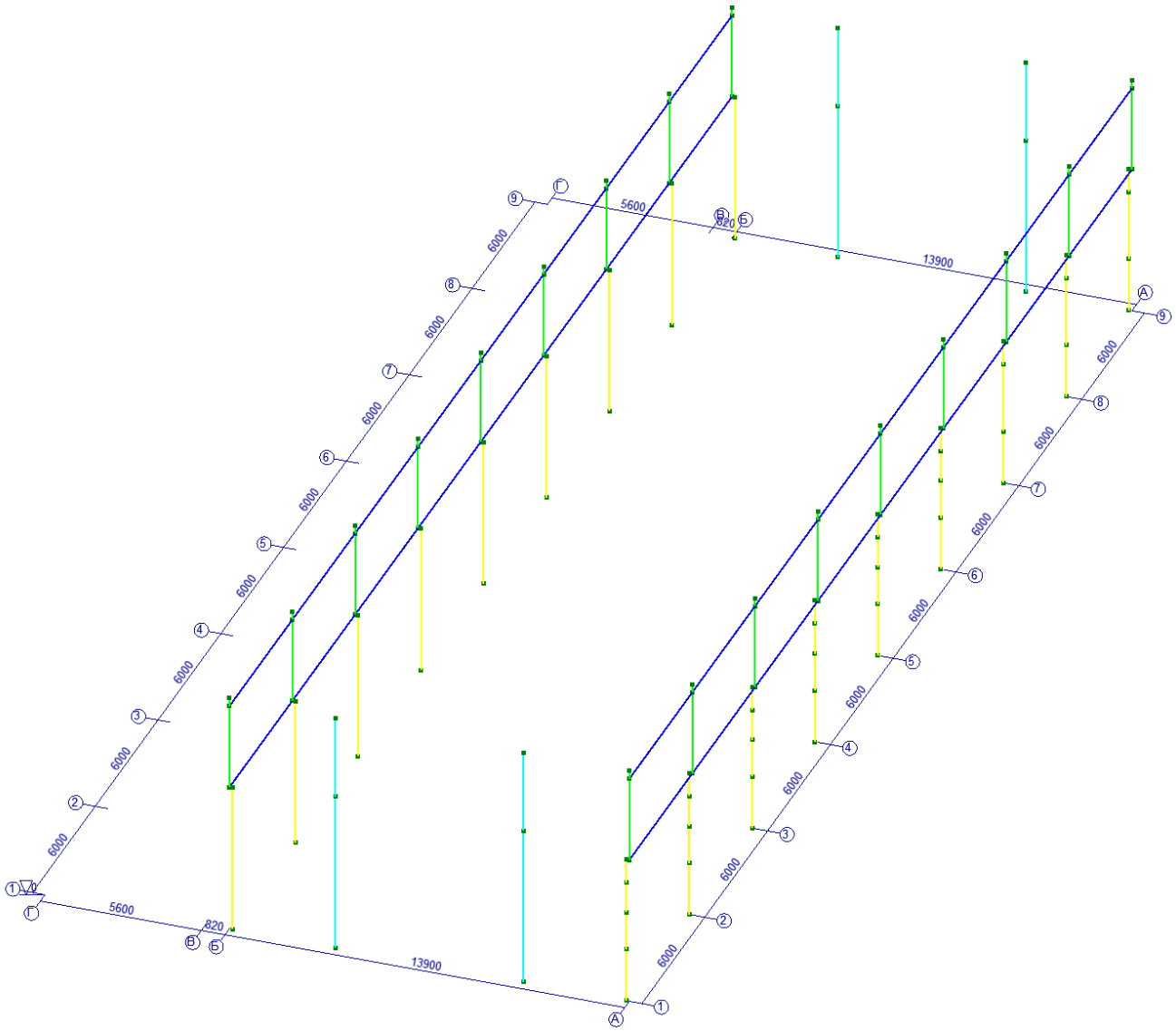


Рис. Ферма пристройки

6.2. Жёсткости элементов верхнего строения

Жесткости

1		70 * 40	Колонна подкрановая	42	
2		50 * 40	Колонна надкрановая	36	
3		50 * 60	Ригель	32	
4		40 * 40	Колонна фахверк	8	
5		L140x10	Нижний пояс фермы Ф1	72	
6		L180x12	Верхний пояс фермы Ф1	288	
7		L70x6	Опорная стойка фермы Ф1	18	
8		L125x10	Опорный раскос фермы Ф1	36	
9		L70x6	Раскосы фермы Ф1	252	
10		L63x5	Распорки фермы Ф1	54	
11		L63x5	Стойка фермы Ф1	9	
12		L70x6	Нижний пояс фермы Ф2	16	
13		L75x6	Верхний пояс фермы Ф2	12	
14		L80x6	Опорный раскос фермы Ф2	24	
15		L100x7	Пр1 - Прогон	28	
16		L80x6	Горизонтальная связь ГС1	32	
17		30П	ПрП1 - Прогон покрытия	336	
18		35Б2	К - Консоль кран-балки	12	
19		35Б2	Пк - Подкос консоли кран-ба	6	
20		36С	БМ - Монорельс грузовой тел	5	
21		200x10	КЗ - Колонны	36	
22		L110x8	Ф3 - Нижний пояс фермы	81	
23		L125x10	Ф3 - Верхний пояс фермы	162	
24		L50x5	Ф3 - Опорная стойка фермы	18	
25		L125x8	Ф3 - Опорный раскос фермы	36	
26		L110x8	Ф3 - Раскосы фермы	117	
27		L63x5	Ф3 - Распорки фермы	72	
28		120x6	Пр3 - Прогон	16	
29		L100x7	Пр4 - Прогон перекрытия	16	
30		L100x7	ГС2 - Связь горизонтальная	16	
31		200x160x6	ПрП2 - Прогон покрытия	256	
32		14П	ВС1 - Вертикальная связь по	8	
33		20 * 86.2	ПБ - Подкрановая балка стал	16	
34		120x6	СП - Панель по стенам для ок	128	
35		200x8	Р - Распорка	2	
36		L70x6	Раскосы-Шпренгели фермы Ф	144	
37		L63x5	Распорки-Шпренгели фермы	144	
38		30П	ПрП1 - Прогон покрытия КОН	16	
39		L63x5	Ф3 - Раскосы-Шпренгели фер	72	
40		L50x5	Ф3 - Распорки-Шпренгели фе	72	
41		300x200x8	ПрП1 - Прогон покрытия Про	176	
42		200x160x10	ПрП2 - Прогон покрытия Про	32	
43		X, Y, Z, Ux, Uy, Uz		22	



Заданное армирование стержней

Удалить

			S_1	S_2	S_3	S_4	W_z	W_y		
☑	1		1:3d32	1: 3d32	1: 1d32	1: 1d32	1: 2d10/300	1: 4d10/200	Колонна подкрановая часть	42
☑	2		1:3d32	1: 3d32	1: 1d32		1: 2d10/300	1: 2d10/200	Колонна надкрановая часть	36
☑	3		1:3d32	1: 3d32	1: 1d32		1: 2d10/300	1: 2d10/200	Колонна фахверк	8
☑	4		1:3d32	1: 3d32	1: 1d32		1: 2d10/300	1: 2d10/200	Ригель	32

Заданное армирование железобетонных элементов верхнего строения

6.3. Нагрузки на верхнее строение

6.3.1. Нагрузка от собственного веса

6.3.1.1. Собственный вес конструкции

Собственный вес конструкции автоматически учитывается программно-вычислительным комплексом «SCAD ++». В расчете принят коэффициент равный 1,1 на неучтенные элементы стального и железобетонного каркаса.

6.3.1.2. Собственный вес покрытий/перекрытий, стеновых панелей

В расчет принят собственный вес покрытий/перекрытий крыши:

- в уровне нижнего пояса ферм (потолок): $245\ Н/м^2$;
- в уровне верхнего пояса ферм (кровля): $167\ Н/м^2$;

В расчет принят собственный вес стеновых панелей: $314\ Н/м^2$;

Нагрузка	Часть здания	Площадь, $м^2$	Нагрузка, $Н/м^2$	Всего нагрузка, Н	Распределённая нагрузка, Н/м	
					Центральные стержни	Крайние стержни
Вес покрытий/ перекрытий крыши в уровне нижнего пояса ферм	Машзал	667,2	245	163464	1470	735
	Помещения ЦПУ, ЗРУ	288	245	70560	1470	735
Вес покрытий/ перекрытий крыши в уровне верхнего пояса ферм	Машзал	681,6	167	113827	198	99
	Помещения ЦПУ, ЗРУ	302,4	167	50501	132	66
Вес стеновых панелей	Машзал – бок	441,6	314	138662	1992	996
	Машзал – торец	161,3	314	50648	1941	971
	Помещения ЦПУ, ЗРУ – бок	180,2	314	56583	1992	996
	Помещения ЦПУ, ЗРУ – торец	30,3	314	9514	–	1340

Значения характеристических нагрузок от покрытий/перекрытий, стеновых панелей приняты по заводским данным.

6.3.2. Ветровая нагрузка на конструкцию

Сбор ветровой нагрузки на конструкцию (конструктивные и вспомогательные линейные элементы и площадки) и технологическое оборудование осуществлён на основании положений норм СП РК EN 1991-1-4:2005/2011.

В расчетной модели ветровая нагрузка приложена как равномерно-распределенная по длине стержня колонн, соответствующих панелей.

Расчет на ветровые нагрузки был произведен для направления, имеющего наибольшую наветренную площадь.

В соответствии с исходными данными:

- Район по ветру (по карте «Районирование территории РК по базовой скорости ветра с вероятностью превышения 0,02» НП СП РК EN 1991-1-4) – I;
- Базовая скорость ветра (по карте «Районирование территории РК по базовой скорости ветра с вероятностью превышения 0,02» НП СП РК EN 1991-1-4) – 20м/с;
- Типы местности для определения параметров шероховатости (таблица 4.1 СП РК EN 1991-1-4:2005/2011) – I (Озера или плоская местность с незначительной растительностью без преград).

Определим ветровое давление на вертикальные стены и покрытия. Здание прямоугольное в плане (рис. _____).

Для расчёта приняты:

- уклон кровли машзала α=11°;
- уклон помещения ЦПУ, ЗРУ α=6°.

В соответствии с указаниями п.6.2 СП РК EN 1991-1-4, так как высота здания $h = 11\text{м} < 15\text{м}$, конструкционный коэффициент принимаем $c_s c_d = 1$.

В соответствии с указаниями п.7.2.2 (1) СП РК EN 1991-1-4, так как для рассматриваемого здания $h = 11\text{м} < 20{,}9\text{м}$ и $h = 11\text{м} < 48{,}6\text{м}$ при определении скоростного напора рассматривается одна полоса с базовой высотой $z_e = h = 11\text{м}$.

В соответствии с указаниями раздела 4 СП РК EN 1991-1-4 определим пиковое значение скоростного напора для базовой высоты рассматриваемого здания. Так как

$$z_{min} \le z_e = h = 11\text{м} \le z_{max}$$

$$I_v(z_e) = \frac{k_i}{ln\left(\frac{z_e}{z_0}\right)} = \frac{1}{ln\left(\frac{11}{0{,}01}\right)} = 0{,}1428;$$

$$c_r(z_e) = 1{,}1888;$$

$$c_o(z_e) = 1;$$

$$v_m(z_e) = c_r(z_e) \cdot c_o(z_e) \cdot v_b = 23{,}78\ \text{м/с}.$$

Пиковое значение скоростного напора:

$$q_p(z_e) = [1 + 7I_v(z_e)] \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_m^2(z_e) = 706{,}7\ \text{Н/м}^2.$$

Коэффициенты внешнего давления $c_{pe,10}$ для вертикальных стен прямоугольных в плане зданий, приняты по таблицам раздела 7 СП РК EN 1991-1-4.

В соответствии с указаниями п7.2.9 (6) СП РК EN 1991-1-4 для определения внутреннего ветрового давлензначение коэффициента внутреннего давления $c_{pi,10} \in [-0{,}3; +0{,}2]$.

Удельное ветровое давление на стену, кровлю или элементы определяется с учетом знаков. Давление, направленное на поверхность, считается положительным, от поверхности – отрицательным. В соответствии со схемами СП РК EN 1991-1-4? ветровое давление на кровлю прикладывается перпендикулярно кровли. В таблицах указаны значения нормалей. В расчетной

схеме нормали разложены на составляющие вектора по направлениям глобальной системы координат.

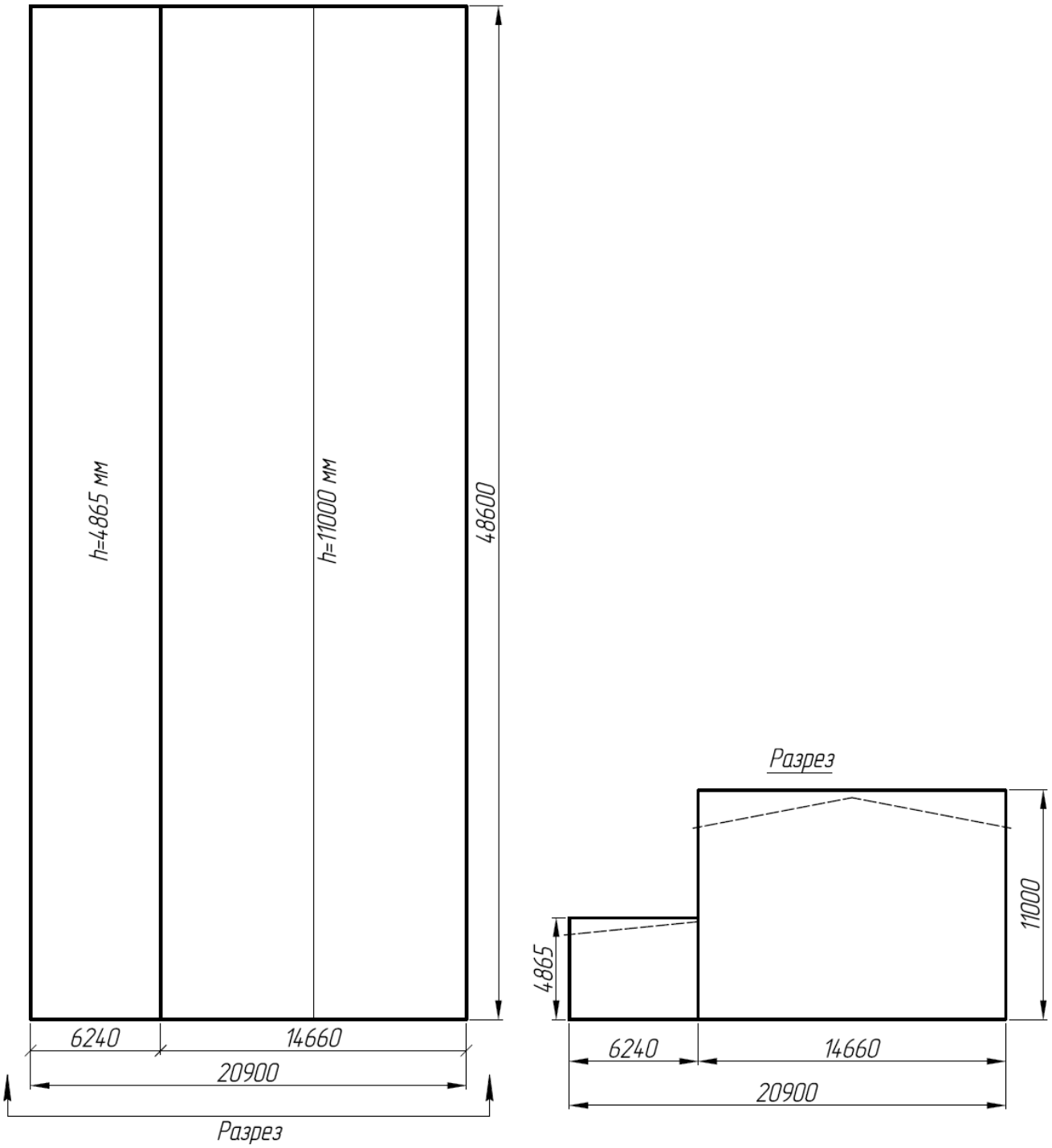


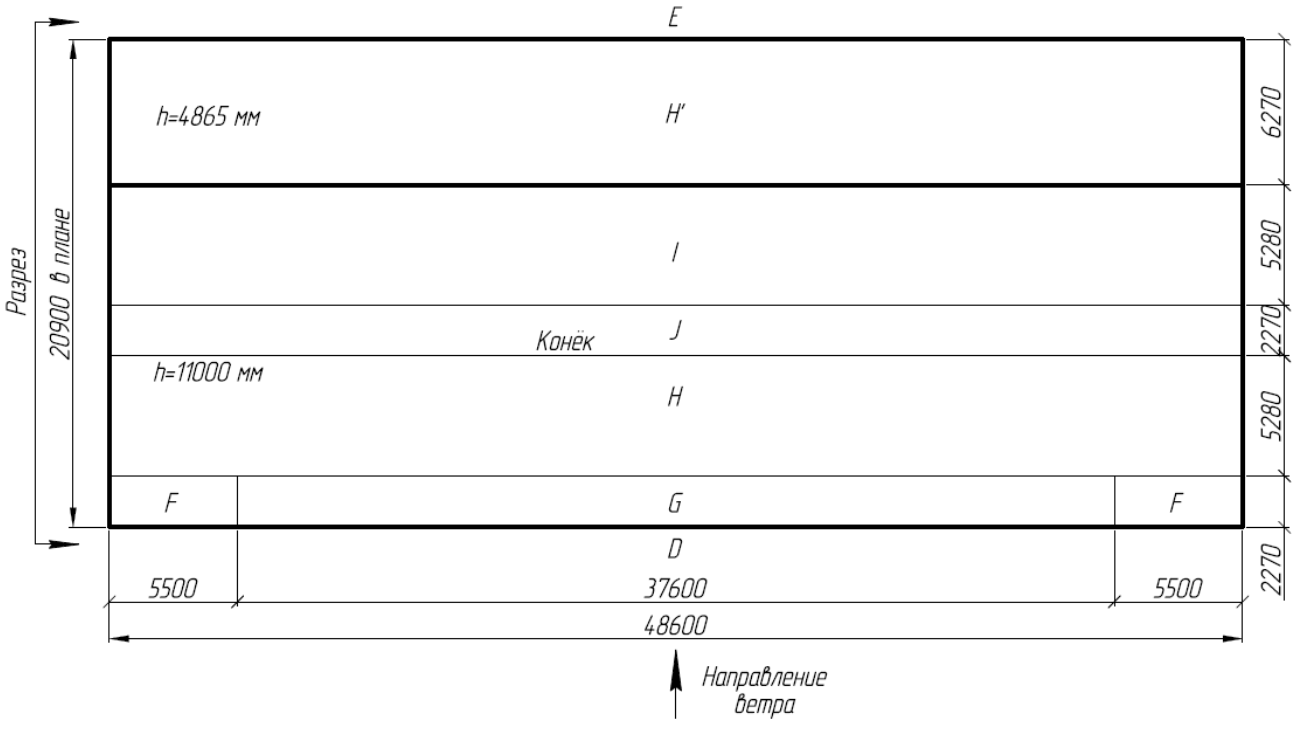
Рис. _____

6.3.2.1. Ветровая нагрузка на конструкцию. Вариант 1 (ветер 0°)

Ветер направлен перпендикулярно на боковую поверхность, вдоль длинной части здания, со стороны Машзала (схему см. рис. _____).:

$$h = 11\text{м},\ d = 20{,}9\text{м},\ b = 48{,}6\text{м},\ e = min\begin{Bmatrix} b = 48{,}6 \\ 2h = 22 \end{Bmatrix} = 22\text{м}$$

$$\frac{h}{d} = \frac{11}{20{,}9} = 0{,}53.$$



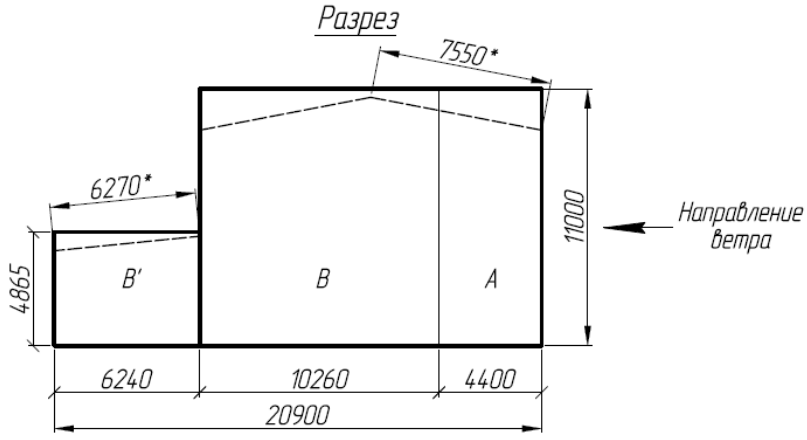


Рис. _____

Характеристические значения ветровой нагрузки от максимального ветра на элементы здания для варианта направления ветра 1, в соответствии с указаниями СП РК EN 1991-1-4, приведены в таблице _____.

Таблица ___ (начало)

	Зона	$c_{pe,10}$	w_e, Н/м^2	w_i, Н/м^2		Сочетание w_e и w_i, Н/м^2		A_{ref}, м^2	F_w, Н	
				$+c_{pi,10}$	$+c_{pi,10}$	min значение	max значение		min значение	max значение
Стены	A	-1,2	-848	254	-170	-1102	-678	48,4	-53337	-32815
	A'									
	B	-0,8	-565	170	-113	-735	-452	112,9	-82982	-51031
	B'	-0,8	-565	170	-113	-735	-452	30,4	-22344	-13741
	C									
	D	0,74	523	-157	105	680	418	447,1	304028	186888
	D'									
	E	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	210,7	-96711	-59417
	E'	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	236,4	-108508	-66665

Таблица ___ (окончание)

	Зона	$c_{pe,10}$	w_e, Н/м^2	w_i, Н/м^2		Сочетание w_e и w_i, Н/м^2		A_{ref}, м^2	F_w, Н	
				$+c_{pi,10}$	$+c_{pi,10}$	min значение	max значение		min значение	max значение
Крыша $\alpha = 15°$	F	–1,22	–862	259	–172	–1121	–690	12,5	–14013	–8625
	G	–0,96	–678	203	–136	–881	–542	85,4	–75237	–46287
	H	–0,36	–254	76	–51	–330	–203	256,6	–84678	–52090
	I	–0,48	–339	102	–68	–441	–271	256,6	–113161	–69539
	J	–0,68	–481	144	–96	–625	–385	110,3	–68938	–42466
Крыша $\alpha = 5°$	F′									
	G′									
	H′	–0,57	–403	121	–81	–524	–322	304,7	–159663	–98113
	I′									

В расчетной схеме ветровая нагрузка приложена к колоннам и прогонам на уровне верхнего пояса ферм, как распределённая по длине элементов:

Таблица ___

	Зона	Элементы	Распределённая нагрузка F_w, Н/м			
			min значение		max значение	
			Центральные элементы	Крайние элементы	Центральные элементы	Крайние элементы
Стены	A	Колонны + надколонники	0	–3065	0	–1886
	A′					
	B	Колонны + надколонники	–4769	–2385	–2933	–1466
	B′	Колонны К1	0	–3147	0	–1935
	C					
	D	Колонны + надколонники	4368	2184	2685	1343
	D′					
	E	Надколонники	–3598	–1799	–2210	–1105
	E′	Колонны К1	–3821	–1910	–2347	–1174
Крыша $\alpha = 15°$	F	Прогоны первые 3	–1168	–584	–719	–359
	G	Прогоны первые 3	–1045	–522	–643	–321
	H	Прогоны вторые 5	–441	–221	–271	–136
	I	Прогоны вторые 5 после конька	–589	–295	–362	–181
	J	Прогоны первые 3 после конька	–718	–359	–442	–221
Крыша $\alpha = 5°$	F′					
	G′					
	H′	Прогоны	–416	–208	–256	–128
	I′					

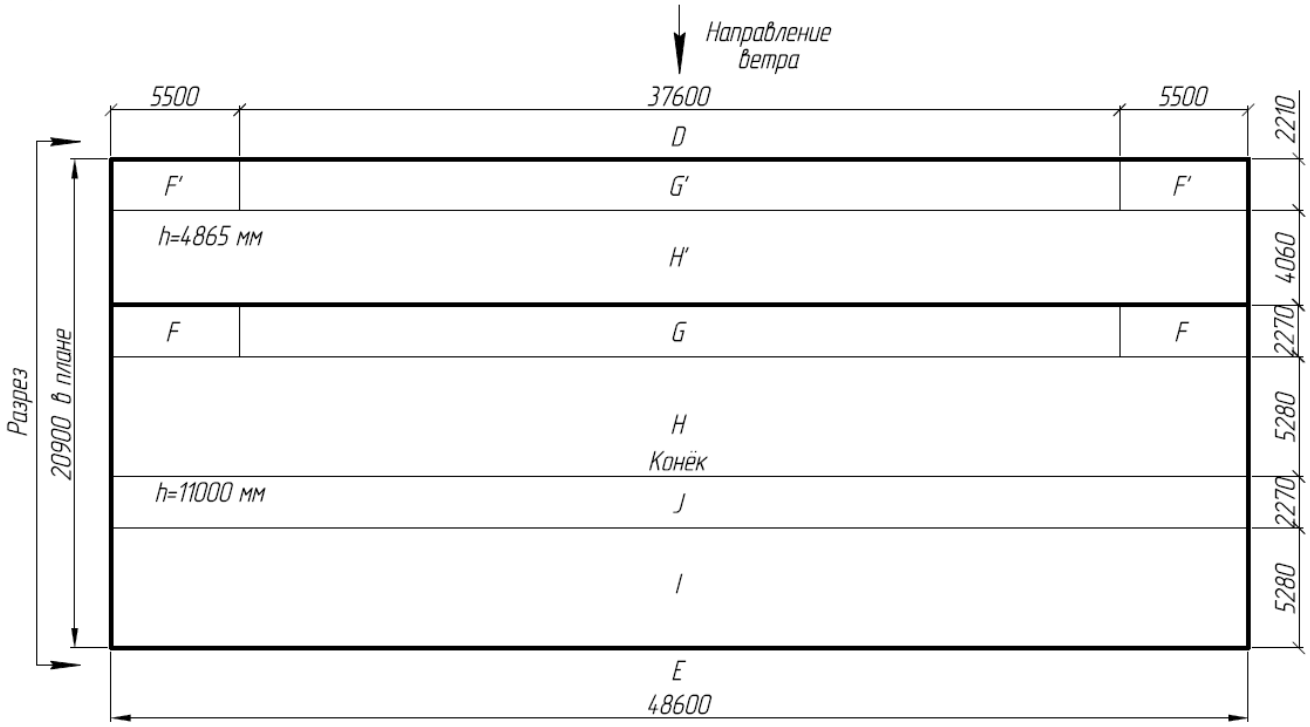
В соответствии с указаниями, раздела 7.5 СП РК EN 1991-1-4, силы трения должны прилагаться к части внешних поверхностей, параллельной ветру, расположенной за пределами расстояния от навесных карнизов или углов, равного наименьшему значению 2b или 4h. Так как

$$min\begin{Bmatrix}2b = 194{,}4\\4h = 44\end{Bmatrix} = 44\text{м} > d = 20{,}9\text{м},$$

силы трения при рассматриваемом направлении ветра прилагать нет необходимости.

6.3.2.2. Ветровая нагрузка на конструкцию. Вариант 2 (ветер 180°)

Ветер направлен перпендикулярно на боковую поверхность, вдоль длинной части здания, со стороны помещения ЦПУ, ЗРУ:



Разрез

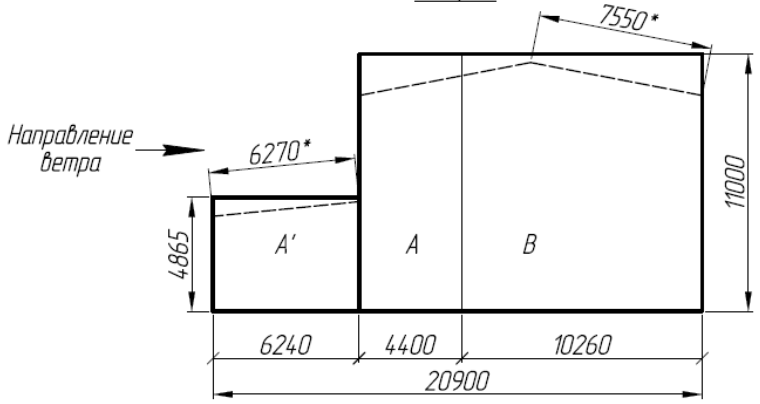


Рис. _____

$$h = 11\text{м},\ d = 20{,}9\text{м},\ b = 48{,}6\text{м},\ e = min\begin{Bmatrix} b = 48{,}6 \\ 2h = 22 \end{Bmatrix} = 22\text{м}$$

$$\frac{h}{d} = \frac{11}{20{,}9} = 0{,}53.$$

Характеристические значения ветровой нагрузки от максимального ветра на элементы здания для варианта направления ветра 2, в соответствии с указаниями СП РК EN 1991-1-4, приведены в таблице _____.

Таблица ___

	Зона	$c_{pe,10}$	w_e, Н/м^2	w_i, Н/м^2		Сочетание w_e и w_i, Н/м^2		A_{ref}, м^2	F_w, Н	
				$+c_{pi,10}$	$+c_{pi,10}$	min значение	max значение		min значение	max значение
Стены	A	-1,2	-848	254	-170	-1102	-678	48,4	-53337	-32815
	A'	-1,2	-848	254	-170	-1102	-678	30,4	-33501	-20611
	B	-0,8	-565	170	-113	-735	-452	112,9	-82982	-51031
	B'									
	C									
	D	0,74	523	-157	105	680	418	210,7	143276	88073
	D'	0,74	523	-157	105	680	418	236,4	160752	98815
	E	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	447,1	-205219	-126082
	E'									
Крыша $\alpha = 15°$	F	-1,22	-862	259	-172	-1121	-690	12,5	-14013	-8625
	G	-0,96	-678	203	-136	-881	-542	85,4	-75237	-46287
	H	-0,36	-254	76	-51	-330	-203	256,6	-84678	-52090
	I	-0,48	-339	102	-68	-441	-271	256,6	-113161	-69539
	J	-0,68	-481	144	-96	-625	-385	110,3	-68938	-42466
Крыша $\alpha = 5°$	F'	-2,32	-1640	492	-328	-2132	-1312	12,2	-26010	-16006
	G'	-1,3	-919	276	-184	-1195	-735	83,1	-99305	-61079
	H'	-0,81	-572	172	-114	-744	-458	197,3	-146791	-90363
	I'									

В расчетной схеме ветровая нагрузка приложена к колоннам и прогонам на уровне верхнего пояса ферм, как распределённая по длине элементов:

Таблица ___

	Зона	Элементы	Распределённая нагрузка F_w, Н/м			
			min значение		max значение	
			Центральные элементы	Крайние элементы	Центральные элементы	Крайние элементы
Стены	A	Колонны + надколонники	0	-3065	0	-1886
	A'	Колонны К1	0	-4718	0	-2903
	B	Колонны + надколонники	-4769	-2385	-2933	-1466
	B'					
	C					
	D	Надколонники	5330	2665	3277	1638
	D'	Колонны К1	5660	2830	3479	1740
	E	Колонны + надколонники	-2949	-1474	-1812	-906
	E'					
Крыша $\alpha = 15°$	F	Прогоны первые 3	-1168	-584	-719	-359
	G	Прогоны первые 3	-1045	-522	-643	-321
	H	Прогоны вторые 5	-441	-221	-271	-136
	I	Прогоны вторые 5 после конька	-589	-295	-362	-181
	J	Прогоны первые 3 после конька	-718	-359	-442	-221
Крыша $\alpha = 5°$	F'	Прогоны	-1445	-723	-889	-445
	G'	Прогоны	-919	-460	-566	-283
	H'	Прогоны	-816	-408	-502	-251
	I'					

В соответствии с указаниями, раздела 7.5 СП РК EN 1991-1-4, силы трения должны прилагаться к части внешних поверхностей, параллельной ветру, расположенной за пределами расстояния от навесных карнизов или углов, равного наименьшему значению 2b или 4h. Так как

$$min\begin{Bmatrix}2b = 194{,}4\\ 4h = 44\end{Bmatrix} = 44\text{м} > d = 20{,}9\text{м},$$

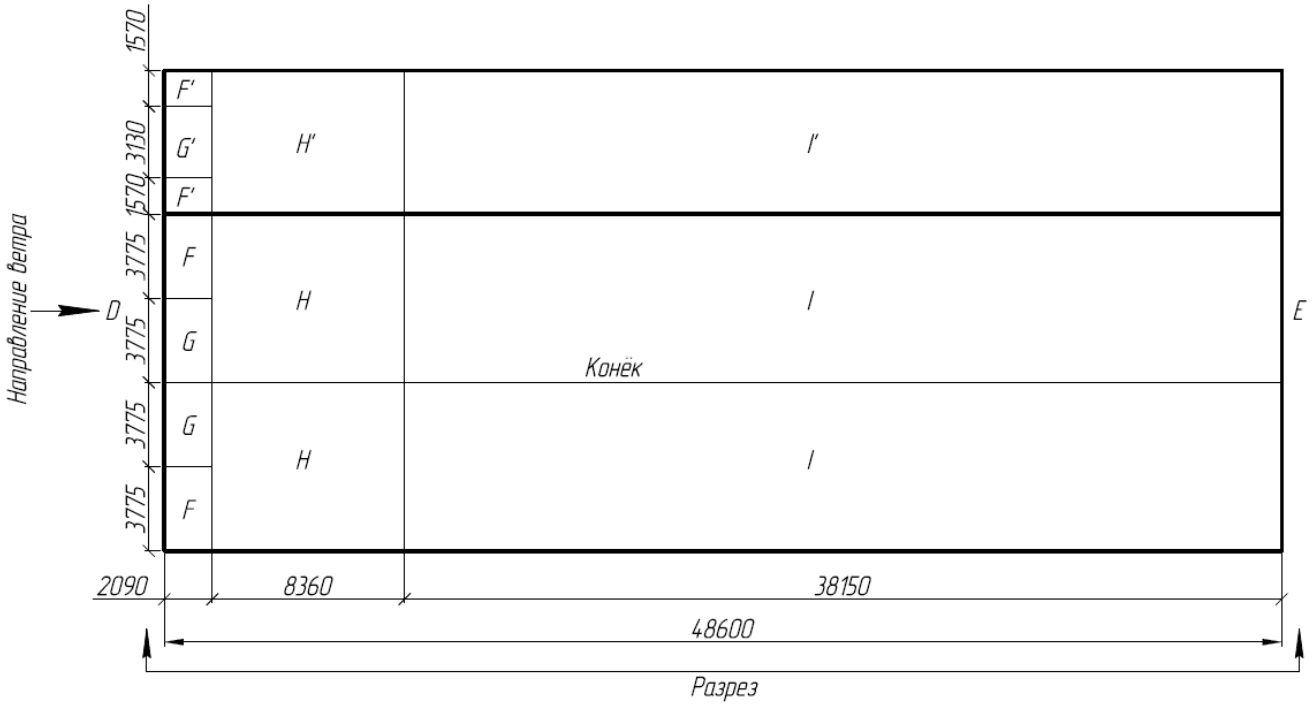
силы трения при рассматриваемом направлении ветра прилагать нет необходимости.

6.3.2.3. Ветровая нагрузка на конструкцию. Вариант 3 (ветер 90°/-90°)

Ветер направлен перпендикулярно на торцевую поверхность здания:

$h = 11\text{м}$, $b = 20{,}9\text{м}$, $d = 48{,}6\text{м}$, $e = min\begin{Bmatrix}b = 20{,}9\\ 2h = 22\end{Bmatrix} = 20{,}9\text{м}$

$$\frac{h}{d} = \frac{11}{48{,}6} = 0{,}23.$$



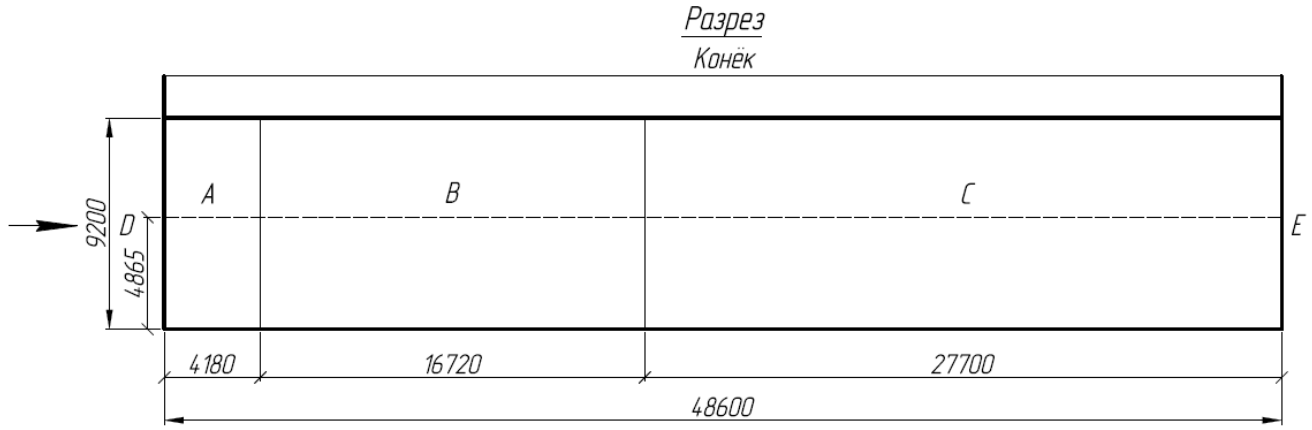


Рис. _____

Характеристические значения ветровой нагрузки от максимального ветра на элементы здания для варианта направления ветра 3, в соответствии с указаниями СП РК EN 1991-1-4, приведены в таблице _____.

Таблица ___

	Зона	$c_{pe,10}$	w_e, Н/м^2	w_i, Н/м^2		Сочетание w_e и w_i, Н/м^2		A_{ref}, м^2	F_w, Н	
				$+c_{pi,10}$	$+c_{pi,10}$	min значение	max значение		min значение	max значение
Стены	A	-1,2	-848	254	-170	-1102	-678	38,5	-42427	-26103
	A1	-1,2	-848	254	-170	-1102	-678	18,1	-19946	-12272
	A'	-1,2	-848	254	-170	-1102	-678	20,3	-22371	-13763
	B	-0,8	-565	170	-113	-735	-452	153,8	-113043	-69518
	B1	-0,8	-565	170	-113	-735	-452	72,5	-53288	-32770
	B'	-0,8	-565	170	-113	-735	-452	81,3	-59756	-36748
	C	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	254,8	-116953	-71854
	C1	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	120,1	-55126	-33868
	C'	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	134,8	-61873	-38014
	D	0,7	495	-149	99	644	396	161,3	103877	63875
	D'	0,7	495	-149	99	644	396	30,4	19578	12038
	E	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	161,3	-74037	-45487
	E'	-0,5	-353	106	-71	-459	-282	27,1	-12439	-7642
Крыша $\alpha = 15°$	F	-1,42	-1004	301	-201	-1305	-803	7,9	-10310	-6344
	G	-1,3	-919	276	-184	-1195	-735	7,9	-9441	-5807
	H	-0,64	-452	136	-90	-588	-362	63,1	-37103	-22842
	I	-0,54	-382	115	-76	-497	-306	288	-143136	-88128
	J									
Крыша $\alpha = 5°$	F'	-2,09	-1477	443	-295	-1920	-1182	3,3	-6336	-3901
	G'	-1,81	-1279	384	-256	-1663	-1023	6,5	-10810	-6650
	H'	-0,62	-438	131	-88	-569	-350	52,4	-29816	-18340
	I'	-0,52	-367	110	-73	-477	-294	239,2	-114098	-70325

В расчетной схеме ветровая нагрузка приложена к колоннам и прогонам на уровне верхнего пояса ферм, как распределённая по длине элементов:

Таблица ___

	Зона	Элементы	Распределённая нагрузка F_w, Н/м			
			min значение		max значение	
			Центральные элементы	Крайние элементы	Центральные элементы	Крайние элементы
Стены	A	Колонны + надколонники	0	-2438	0	-1500
	A1	Надколонники	0	-2968	0	-1826
	A'	Колонны К1	0	-3151	0	-1938
	B	Колонны + надколонники	-6497	-3248	-3995	-1998
	B1	Надколонники	-7930	-3965	-4876	-2438
	B'	Колонны К1	-8416	-4208	-5176	-2588
	C	Колонны + надколонники	-2689	-1344	-1652	-826
	C1	Надколонники	-3281	-1641	-2016	-1008
	C'	Колонны К1	-3486	-1743	-2142	-1071
	D	Колонны + надколонники	3980	1990	2447	1224
	D'	Колонны К1	0	2757	0	1695
	E	Колонны + надколонники	-2837	-1418	-1743	-871
	E'	Колонны К1	0	-1752	0	-1076
Крыша $\alpha = 15°$	F	Прогоны панель №1	-573	-286	-352	-176
	G	Прогоны панель №1	-525	-262	-323	-161
	H	Прогоны панель №1, 2	-515	-258	-317	-159
	I	Прогоны панель №3-8	-663	-331	-408	-204
	J					
Крыша $\alpha = 5°$	F'	Прогоны панель №1	-528	-264	-325	-163
	G'	Прогоны панель №1	-450	-225	-277	-139
	H'	Прогоны панель №1, 2	-311	-155	-191	-96
	I'	Прогоны панель №3-8	-396	-198	-244	-122

В соответствии с указаниями, раздела 7.5 СП РК EN 1991-1-4, силы трения должны прилагаться к части внешних поверхностей, параллельной ветру, расположенной за пределами расстояния от навесных карнизов или углов, равного наименьшему значению 2b или 4h. Так как

$$min\begin{Bmatrix}2b = 20{,}9\\ 4h = 44\end{Bmatrix} = 44\text{м} > d = 41{,}8\text{м},$$

силы трения при рассматриваемом направлении ветра прилагать на длине $L = 48{,}6 - 41{,}8 = 6{,}8\text{м}$ *на конце здания.*

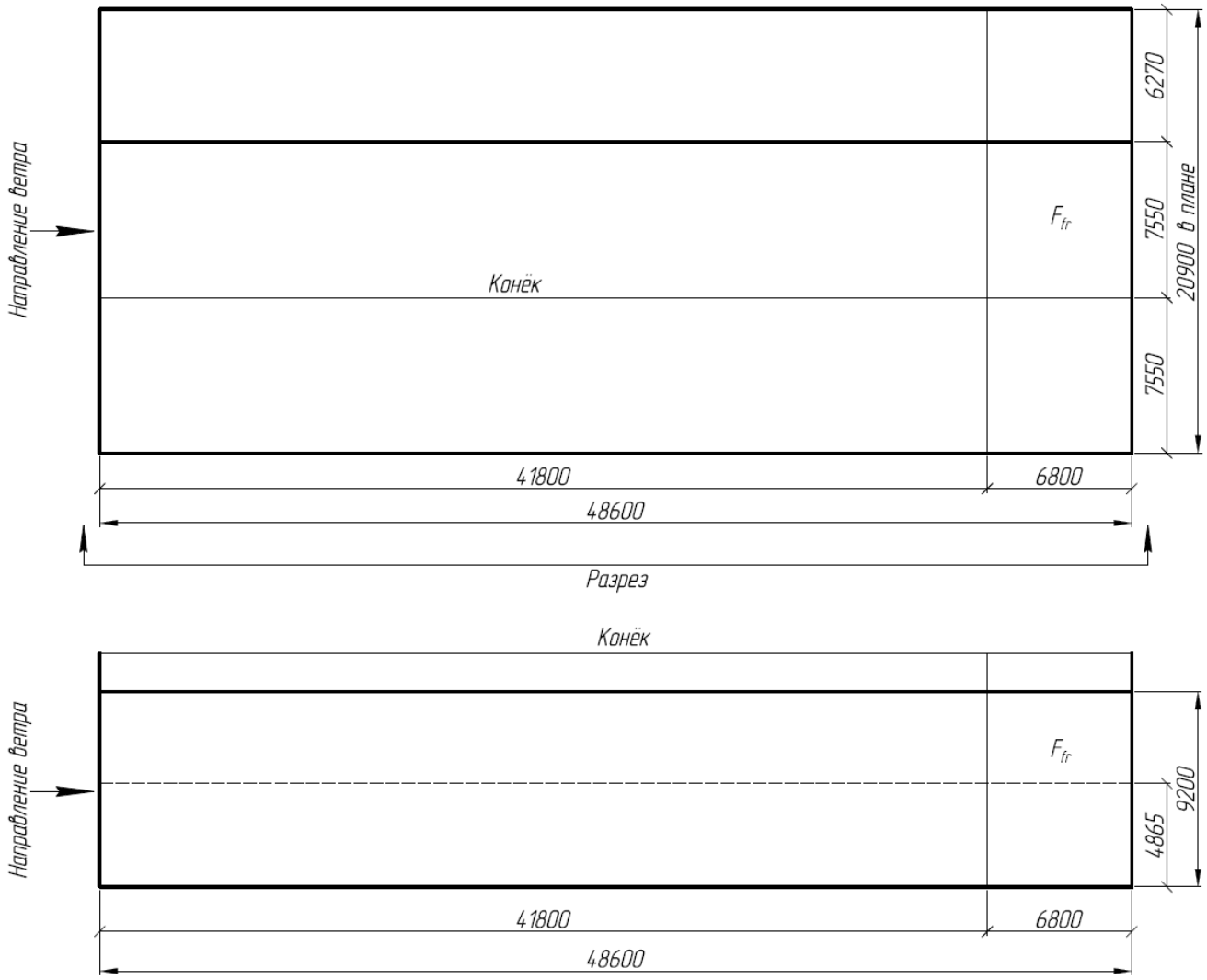


Рис._____

В соответствии с таблицей 7.10 СП РК EN 1991-1-4, коэффициент трения для сэндвич-панелей принят $c_{fr} = 0{,}04$ *как для очень шероховатой поверхности.*

Таблица ___

Зона	A_{ref}, м^2	F_{fr}, Н	Участок	Распределённая нагрузка F_{fr}, Н/м	
				Центральные стержни	Крайние стержни
Стена машзала	62,56	1768	Колонны + надколонники	0	102
Стена машзала	29,478	833	Надколонники	0	124
Стена помещения ЦПУ, ЗРУ	33,082	935	Колонны К1	0	132
Крыша машзала	102,68	2903	Прогоны панель №8	37	19
Крыша помещения ЦПУ, ЗРУ	42,636	1205	Прогоны панель №9	25	13

6.3.3. Временные нагрузки на кровельные конструкции

Кровельная конструкция, в соответствии с таблицей 6.9 СП РК EN 1991-1-1, относится к категории использования «H» – Неэксплуатируемые кровли, за исключением случаев проведения технического обслуживания и ремонтных работ.

В соответствии с таблицей 6.10 СП РК EN 1991-1-1 и п. НП 2.3.7 Национального приложения к СП РК EN 1991-1-1 приняты следующие временные нагрузки при проведении технического обслуживания и ремонтных работ:

- Распределённая нагрузка $q_k = 400$ Н/м^2 (см. таблица _____),
- Сосредоточенная нагрузка на кровельные конструкции $Q_k = 1000$ Н.

Таблица ___

Нагрузка	Часть здания	Площадь, м^2	Нагрузка, Н/м^2	Всего нагрузка, Н	Распределённая нагрузка, Н/м	
					Центральные стержни	Крайние стержни
Временная распределённая нагрузка на кровельную конструкцию	Машзал	681,6	400	272640	473	237
	Помещения ЦПУ, ЭРУ	302,4	400	120960	315	158

В конструкции здания на уровне нижнего пояса ферм приняты аналогичные подвесным потолкам несущие элементы, без прохода. В соответствии с п.6.3.4.2 (8) крепления покрытия на временные нагрузки не рассчитываются.

6.3.4. Снеговые нагрузки

Рассматриваемое сооружение представляет собой основное здание с двухскатной крышей и прилегающее к нему здание с односкатной крышей. По торцам здание заканчивается парапетами. Схема здания представлена на рис. _____.

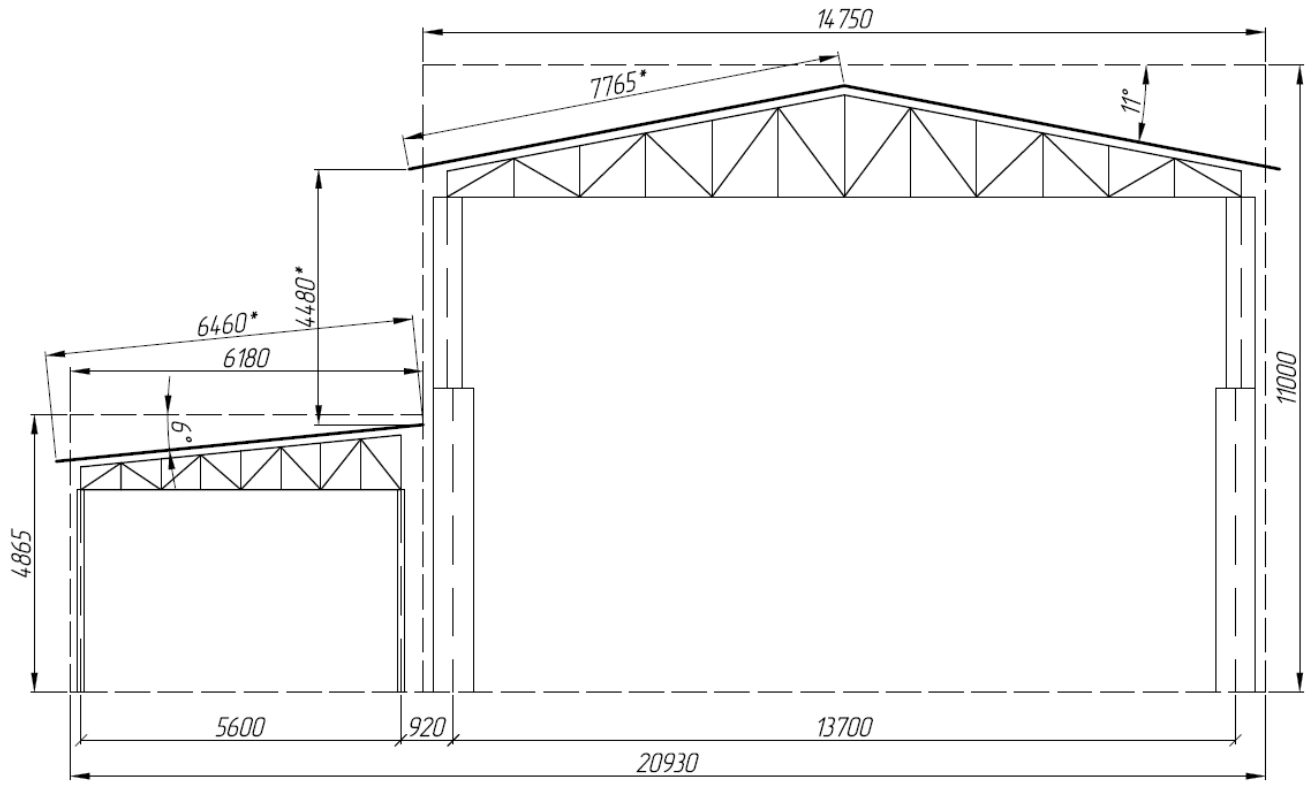


Рис._____

Условия местности для строительной площадки, в соответствии с таблицей 5.1 СП РК EN 1991-1-3 – «Обычные». Коэффициент окружающей среды принят $C_e = 1$.

В соответствии с указаниями п.5.2 (4) СП РК EN 1991-1-3, принято, что снеговая нагрузка действует вертикально и направлена к горизонтальной проекции поверхности покрытия.

В соответствии с указаниями Приложения А к СП РК EN 1991-1-3, приняты четыре Расчётные ситуации:

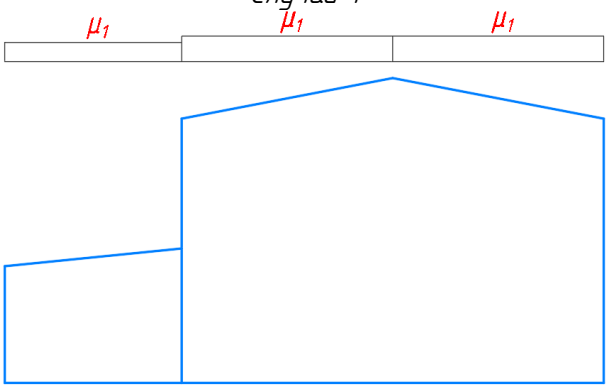
- Ситуация А – Отсутствие чрезвычайных снегопадов, отсутствие чрезвычайных наносов;
- Ситуация В1 – Чрезвычайные снегопады, отсутствие чрезвычайных наносов;
- Ситуация В2 – Отсутствие чрезвычайных снегопадов, чрезвычайные наносы;
- Ситуация В1 – Чрезвычайные снегопады, чрезвычайные наносы.

Для каждой их расчётной ситуации, в соответствии с требованиями СП РК EN 1991-1-3 в расчетной модели рассмотрены 6 случаев распределения снеговой нагрузки, приведённые на рис. _____.

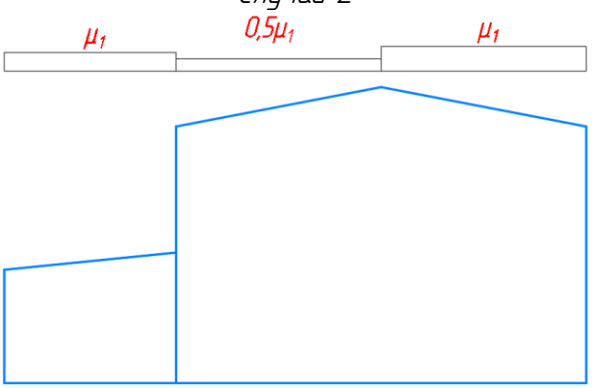
В соответствии с указаниями п.4.3 – для чрезвычайного снега принято расчетное значение, поэтому в комбинациях загружений и расчетных сочетаниях нагрузок для чрезвычайного снега будет принят частный коэффициент по нагрузке, равный 1.

В расчетную модель включены нагрузки от нависания снега на краю ската покрытия, в соответствии с требованиями СП РК EN 1991-1-3.

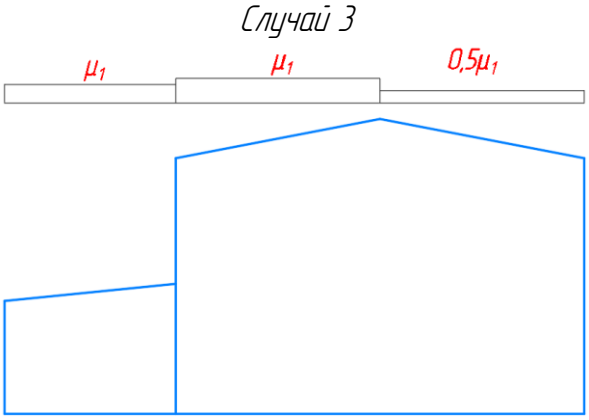
Случай 1



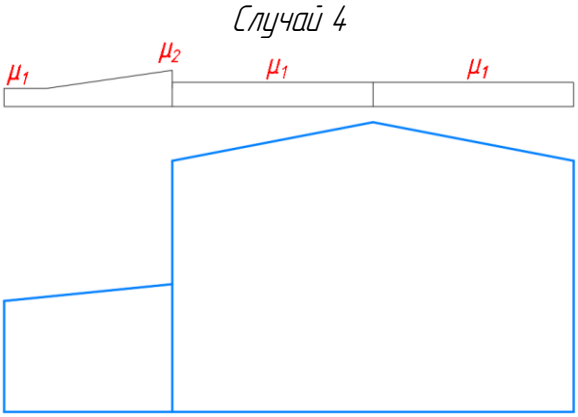
Случай 2



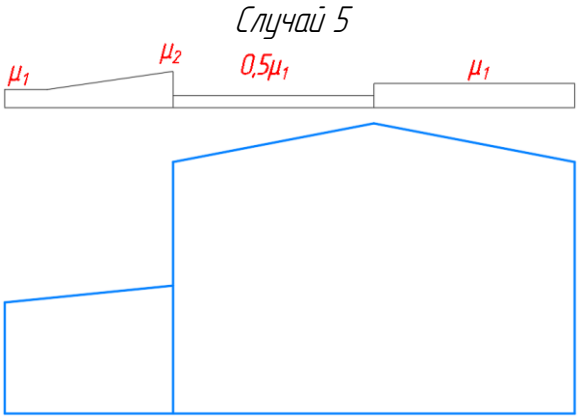
Случай 3



Случай 4



Случай 5



Случай 6

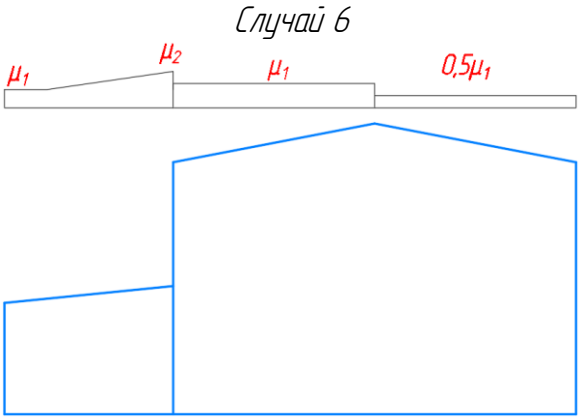


Рис. _____

Полные характеристические нагрузки для ситуаций А1 и В2 от (нормального) снега на кровлю здания и приведенные распределенные нагрузки на прогоны здания представлены в таблице_____.

Значения нагрузок от чрезвычайных наносов для ситуации В2 приведены ниже.

Таблица ____ (начало)

	Примыкаемое здание	Основное здание Скат 1	Основное здание Скат 2
Ширина, м	6,46	7,765	7,765
Длина, м	48,40	48,40	48,40
Угол наклона α односкатной кровли, град	6,00	11,00	11,00
Коэффициент μ1 формы снеговой нагрузки (таблица 5.3.6 СП РК EN 1991-1-3)	0,8	0,8	0,8
Коэффициент μ2 формы снеговой нагрузки у примыкаемого здания	2,37	–	–
Коэффициент μ2 формы снеговой нагрузки на границе наноса	1,24	–	–
Коэффициент μ2 формы снеговой нагрузки на краю	1,24	–	–
Площадь, м2	312,664	375,826	375,826
Длина элемента L, м	48	48	48
Общая длина элементов, м	384	288	288
Случай А-1 / В2-1			
Снеговая нагрузка на скат, Н	875459	1052313	1052313
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	1073	1370	1370
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	536	685	685
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	6720	6720	6720
Случай А-2 / В2-2			
Снеговая нагрузка на скат, Н	875459	526156,5	1052313
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	1073	685	1370
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	536	343	685
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	6720	1680	6720
Случай А-3 / В2-3			
Снеговая нагрузка на скат, Н	875459	1052313	526156,5
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	1073	1370	685
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	536	685	343
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	6720	6720	1680
Случай А-4 / В2-4			
Снеговая нагрузка на скат, Н	1972910	1052313	1052313
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	-	1370	1370
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	-	685	685
Распределенная нагрузка на стержень №1 (у примыкающего края), Н/м	1577	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №2, Н/м	3087	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №3, Н/м	2998	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №4, Н/м	2909	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №5, Н/м	2819	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №6 Н/м	2730	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №7, Н/м	2641	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №8, Н/м	2552	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №9 Н/м	2462	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №10, Н/м	2373	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №11 Н/м	2284	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №12, Н/м	2195	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №13 Н/м	2105	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №14, Н/м	2016	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №15 Н/м	1927	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №16, Н/м	1838	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №17 Н/м	1748	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №18, Н/м	841	-	-
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	6720	6720	6720

Таблица ____ (окончание)

	Примыкаемое здание	Основное здание Скат 1	Основное здание Скат 2
Случай А-5 / В2-5			
Снеговая нагрузка на скат, Н	1972910	526156,5	1052313
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	-	685	1370
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	-	343	685
Распределенная нагрузка на стержень №1 (у примыкающего края), Н/м	1577	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №2, Н/м	3087	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №3, Н/м	2998	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №4, Н/м	2909	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №5, Н/м	2819	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №6 Н/м	2730	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №7, Н/м	2641	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №8, Н/м	2552	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №9 Н/м	2462	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №10, Н/м	2373	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №11 Н/м	2284	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №12, Н/м	2195	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №13 Н/м	2105	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №14, Н/м	2016	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №15 Н/м	1927	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №16, Н/м	1838	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №17 Н/м	1748	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №18, Н/м	841	-	-
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	6720	1680	6720
Случай А-6 / В2-6			
Снеговая нагрузка на скат, Н	1972910	1052313	526156,5
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	-	1370	685
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	-	685	343
Распределенная нагрузка на стержень №1 (у примыкающего края), Н/м	1577	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №2, Н/м	3087	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №3, Н/м	2998	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №4, Н/м	2909	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №5, Н/м	2819	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №6 Н/м	2730	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №7, Н/м	2641	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №8, Н/м	2552	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №9 Н/м	2462	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №10, Н/м	2373	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №11 Н/м	2284	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №12, Н/м	2195	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №13 Н/м	2105	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №14, Н/м	2016	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №15 Н/м	1927	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №16, Н/м	1838	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №17 Н/м	1748	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №18, Н/м	841	-	-
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	6720	6720	1680

Полные характеристические нагрузки для ситуаций В1 и В3 от чрезвычайного снега на кровлю здания и приведенные распределенные нагрузки на прогоны здания представлены в таблице_____.

Значения нагрузок от чрезвычайных наносов для ситуации В2 приведены ниже.

Таблица ____ (начало)

	Примыкаемое здание	Основное здание Скат 1	Основное здание Скат 2
Ширина, м	6,46	7,765	7,765
Длина, м	48,40	48,40	48,40
Угол наклона α односкатной кровли, град	6,00	11,00	11,00
Коэффициент μ1 формы снеговой нагрузки (таблица 5.3.6 СП РК EN 1991-1-3)	0,8	0,8	0,8
Коэффициент μ2 формы снеговой нагрузки у примыкаемого здания	2,37	–	–
Коэффициент μ2 формы снеговой нагрузки на границе наноса	1,24	–	–
Коэффициент μ2 формы снеговой нагрузки на краю	1,24	–	–
Площадь, м2	312,664	375,826	375,826
Длина элемента L, м	48	48	48
Общая длина элементов, м	384	288	288
Случай В1-1 / В3-1			
Снеговая нагрузка на скат, Н	1750918	2104626	2104626
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	2146	2740	2740
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	1073	1370	1370
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	13440	13440	13440
Случай В1-2 / В3-2			
Снеговая нагрузка на скат, Н	1750918	1052313	2104626
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	2146	1370	2740
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	1073	685	1370
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	13440	3360	13440
Случай В1-3 / В3-3			
Снеговая нагрузка на скат, Н	1750918	2104626	1052313
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	2146	2740	1370
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	1073	1370	685
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	13440	13440	3360

Таблица ____ (продолжение)

	Примыкаемое здание	Основное здание Скат 1	Основное здание Скат 2
Случай В1-4 / В3-4			
Снеговая нагрузка на скат, Н	3944256	2104626	2104626
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	-	2740	2740
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	-	1370	1370
Распределенная нагрузка на стержень №1 (у примыкающего края), Н/м	3152	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №2, Н/м	6171	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №3, Н/м	5993	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №4, Н/м	5814	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №5, Н/м	5636	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №6 Н/м	5458	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №7, Н/м	5279	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №8, Н/м	5101	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №9 Н/м	4923	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №10, Н/м	4745	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №11 Н/м	4566	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №12, Н/м	4388	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №13 Н/м	4210	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №14, Н/м	4031	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №15 Н/м	3853	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №16, Н/м	3675	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №17 Н/м	3497	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №18, Н/м	1681	-	-
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	13440	13440	13440
Случай В1-5 / В3-5			
Снеговая нагрузка на скат, Н	3944256	1052313	2104626
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	-	1370	2740
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	-	685	1370
Распределенная нагрузка на стержень №1 (у примыкающего края), Н/м	3152	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №2, Н/м	6171	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №3, Н/м	5993	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №4, Н/м	5814	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №5, Н/м	5636	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №6 Н/м	5458	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №7, Н/м	5279	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №8, Н/м	5101	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №9 Н/м	4923	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №10, Н/м	4745	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №11 Н/м	4566	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №12, Н/м	4388	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №13 Н/м	4210	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №14, Н/м	4031	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №15 Н/м	3853	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №16, Н/м	3675	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №17 Н/м	3497	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №18, Н/м	1681	-	-
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	13440	3360	13440

Таблица ____ (окончание)

	Примыкаемое здание	Основное здание Скат 1	Основное здание Скат 2
Случай В1-6 / В3-6			
Снеговая нагрузка на скат, Н	3944256	2104626	1052313
Распределенная нагрузка на центральные стержни, Н/м	-	2740	1370
Распределенная нагрузка на крайние стержни, Н/м	-	1370	685
Распределенная нагрузка на стержень №1 (у примыкающего края), Н/м	3152	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №2, Н/м	6171	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №3, Н/м	5993	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №4, Н/м	5814	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №5, Н/м	5636	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №6 Н/м	5458	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №7, Н/м	5279	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №8, Н/м	5101	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №9 Н/м	4923	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №10, Н/м	4745	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №11 Н/м	4566	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №12, Н/м	4388	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №13 Н/м	4210	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №14, Н/м	4031	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №15 Н/м	3853	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №16, Н/м	3675	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №17 Н/м	3497	-	-
Распределенная нагрузка на стержень №18, Н/м	1681	-	-
Нависание снега на краю ската покрытия, Н/м	13440	13440	3360

Так как в конструкции здания торцы здания закачиваются парапетами в расчетной модели рассмотрены случаи чрезвычайных наносов. Определение нагрузки на кровлю от чрезвычайных наносов осуществлено на основании указаний Приложения В к СП РК EN 1991-1-3.

В соответствии с таблицей А.1 Приложения А к СП РК EN 1991-1-3 для всех ситуаций с чрезвычайными наносами (В2 – Отсутствие чрезвычайных снегопадов, В3 – Чрезвычайные снегопады) – при определении снеговой нагрузки от чрезвычайных наносов используется характеристическое значение снеговой нагрузки на грунт (по карте №4) – $s_k = 3{,}5\text{кПа} = 3500\text{Н/м}^2$.

Так как парапет здания выступает над коньком не более чем на 300 мм, в соответствии с п.В.4 (5) Приложения В к СП РК EN 1991-1-3 при наносах в разжелобке за парапетом на фронтоне принято, что снеговая нагрузка на лицевой стороне парапета линейно уменьшается от максимального значения в разжелобке до нуля у примыкающих коньков.

Нагрузка от чрезвычайных наносов

Значения чрезвычайных наносов на кровле у парапетов приведены в таблице _____.

Таблица ____

	Примыкаемое здание	Основное здание Скат 1	Основное здание Скат 2
Ширина, м	6,460	7,765	7,765
Коэффициент μ1 формы снеговой нагрузки (п.В.4 (4) приложения В к СП РК EN 1991-1-3)	1,6	3,6	3,6
Протяженность наноса ls (п.В.4 (4) приложения В к СП РК EN 1991-1-3)	3,95	8,90	8,90
Снеговая нагрузка от чрезвычайных наносов, кН/м2	1,58	3,57	3,57
Распределенная нагрузка на стержень №1 (у края ската), Н/м	296	853	853
Длина стерженя №1 (у края ската), м	3,892	8,761	8,761
Распределенная нагрузка на стержень №2, Н/м	565	1624	1624
Длина стерженя №2, м	3,718	8,344	8,344
Распределенная нагрузка на стержень №3, Н/м	530	1516	1516
Длина стерженя №3, м	3,485	7,788	7,788
Распределенная нагрузка на стержень №4, Н/м	494	1408	1408
Длина стерженя №4, м	3,253	7,231	7,231
Распределенная нагрузка на стержень №5, Н/м	459	1299	1299
Длина стерженя №5, м	3,021	6,675	6,675
Распределенная нагрузка на стержень №6 Н/м	424	1191	1191
Длина стерженя №6, м	2,788	6,119	6,119
Распределенная нагрузка на стержень №7, Н/м	388	1083	1083
Длина стерженя №7, м	2,556	5,563	5,563
Распределенная нагрузка на стержень №8, Н/м	353	975	975
Длина стерженя №8, м	2,324	5,006	5,006
Распределенная нагрузка на стержень №9 Н/м	318	866	866
Длина стерженя №9, м	2,091	4,450	4,450
Распределенная нагрузка на стержень №10, Н/м	283	758	758
Длина стерженя №10, м	1,859	3,894	3,894
Распределенная нагрузка на стержень №11, Н/м	247	650	650
Длина стерженя №11, м	1,626	3,338	3,338
Распределенная нагрузка на стержень №12, Н/м	212	541	541
Длина стерженя №12, м	1,394	2,781	2,781
Распределенная нагрузка на стержень №13, Н/м	177	433	433
Длина стерженя №13, м	1,162	2,225	2,225
Распределенная нагрузка на стержень №14 Н/м	141	325	325
Длина стерженя №14, м	0,929	1,669	1,669
Распределенная нагрузка на стержень №15, Н/м	106	217	217
Длина стерженя №15, м	0,697	1,113	1,113
Распределенная нагрузка на стержень №16, Н/м	71	108	108
Длина стерженя №16, м	0,465	0,556	0,556
Распределенная нагрузка на стержень №17, Н/м	35	14	14
Длина стерженя №17, м	0,232	0,139	0,139
Распределенная нагрузка на стержень №18, Н/м	4	–	–
Длина стерженя №18, м	0,058	–	–

6.3.5. Нагрузки от мостового крана

В машинном зале предусмотрена установка мостового крана грузоподъемностью 32/5 тн, с раздельным приводом. Колёса крана с направляющими ребордами.

Принятый машинный кран имеет следующие характеристики:

- Расстояние между колёсами – 12,5м;
- Группа классификации М3;
- Кол-во колёс – 4 шт.;
- Максимальная нагрузка на колесо крана – 227кН;
- Максимальная нагрузка на колесо тележки – 112кН;
- Нормативная горизонтальная нагрузка для крана – 9,87кН (Таблица 6.1 Кузнецов В. В. – «Справочник проектировщика. Металлические конструкции. Том 2).
- Краны для генераторных силовых станций (электростанций) – Класс подъёмного оборудования – НС1 (Таблица В.1 Приложения В к СП РК EN 1991-3);
- S-классы – S1, S2 (Таблица В.1 Приложения В к СП РК EN 1991-3).

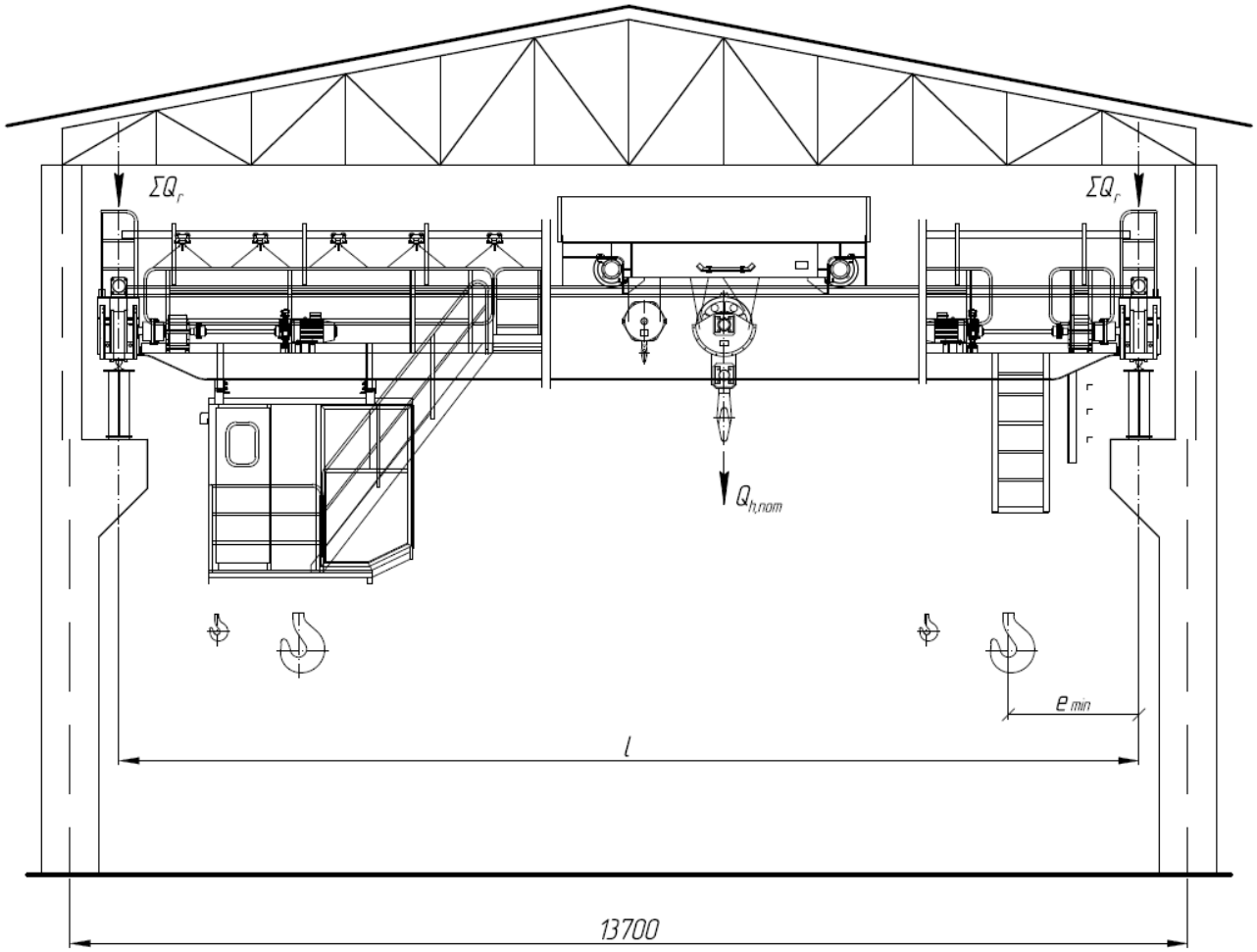
В соответствии с Приложением А.4 к ГОСТ 34017-2016 используемый кран относится к группе А2 классификации режима работы крана в целом (=2К режим работы крана).

Для пролёта 6м между колоннами, по грузоподъемности и режиму работы, выбрана разрезная подкрановая стальная балка Б6-9-1 по типовому проекту 1.426.2-3 – «Стальные подкрановые балки», выпуск 1 «Разрезные подкрановые балки пролётам 6 и 12м под мостовые электрически краны общего назначения грузоподъёмностью до 50т».

Расчёт нагрузок, комбинаций и сочетаний нагрузок осуществлен на основании СП РК EN 1991-3.

При строительстве обеспечить соблюдение допусков на рельсовые пути, заданные в EN 1993-6.

Схема поперечной рамы здания и обозначения основных параметров для определения нагрузок от действия кранов в соответствии с СП РК EN 1991-3 приведены на рисунке _____. Исходные данные для определения крановых нагрузок сведены в таблицу _____.



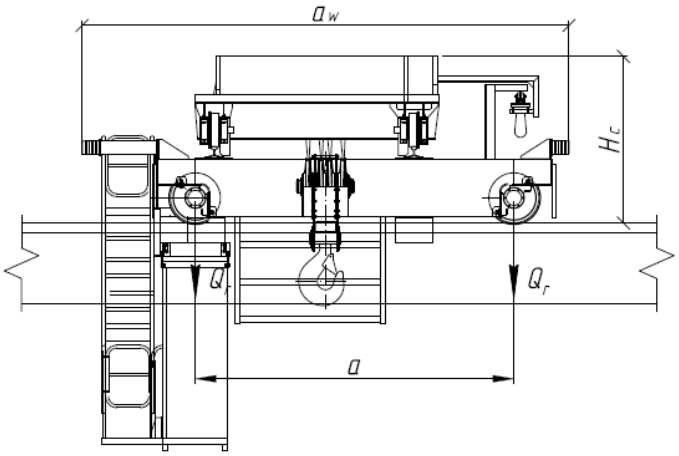


Рис. _____

При расчете опорных конструкций здания учтены эффекты динамического воздействия мостовых кранов с помощью коэффициентов динамичности φ_i.

Таблица _____

Параметр	Значение	Ед.изм.
Собственный вес крана	294300	Н
Кол-во колёс	4	шт.
Скорость подъёма, vh (характеристики крана)	0,033333	м/с

Коэффициент динамичности φ1 min	0,9	–
Коэффициент динамичности φ1 max	1,1	–
Коэффициент динамичности φ2	1,06	–
Коэффициент динамичности φ3	1	–
Коэффициент динамичности φ4	1	–
Коэффициент динамичности φ5	1	–
Сила тяги, K (2.7.3 СП РК EN 1991–3)	39337,6	Н
Количество балок подкранового пути, nr	2	шт.
Коэффициент трения, μ (сталь–сталь)	0,2	–
Продольные силы HL,i, приложенные к балке подкранового пути (2.7.2 СП РК EN 1991–3)	19668,8	Н
Ширина крана, aw	6,724	м
Минимальное расстояние между крюком и опорой, emin	1,7	м
Количество колес крана на одном крановом пути, n1	2	шт.
Грузоподъёмность крана, Qh,nom	313920	Н
Собственный вес тележки (Self–weight of the crab), Qc2	134080	Н
Собственный вес крана без тележки (Self–weight of the crane), Qc1	160220	Н
Qr, min (на колеса от крана)	48636	Н
Qr, (min) (кран + тежека)	98514	Н
Qr, max (кран + тележка + груз)	235383	Н
Qr, (max) (на колеса от крана+груз)	68727	Н
ΣQ r min	294300	Н
ΣQ r max	608220	Н
Коэффициент ξ1	0,774006	–
Коэффициент ξ2	0,225994	–
Пролёт крана, l	12,5	м
Плечо момента, ls	3,425	м
Момент M, возникающий от силы тяги	133262,6	Н*м
Расстояние между направляющими роликами или колесами с ребордами, a	4,7	м
Поперечная горизонтальная сила HT,1 (2.7.2 СП РК EN 1991–3)	6408	Н
Поперечная горизонтальная сила HT,2 (2.7.2 СП РК EN 1991–3)	21946	Н
Угол перекоса α (принято максимальное значение)	0,015	рад
«Непозитивный» коэффициент, f	–0,29294	–
Количество спаренных колесных пар (m = 0 для независимых колесных пар);	0	шт
Расстояние от колесной пары j до соответствующего направляющего механизма, e1	4,7	м
Расстояние h между мгновенным центром вращения и направляющими механизмами	1	–
Тип колёсной пары	IFF	–
Силовой коэффициент, λs,i	–1,35	–
Силовой коэффициент, λs,1,i,T	–0,41809	–
Силовой коэффициент, λs,2,i,T	–1,43191	–
Направляющая сила S	240536	Н
Поперечная сила, HS,1,1,T	74493	Н
Поперечная сила, HS,2,1,T	255131	Н
Горизонтальная сила HT,3	22400	Н

Горизонтальная сила $H_{T,3}$, вызванная ускорением или торможением тележки мостового крана или подвесной тележки в соответствии с указаниями п.2.7.5 (1) СП РК EN 1991–3 принята учтенной («перекрытой») горизонтальной силой $H_{B,2}$.

Предполагается установка испытанного мостового крана, в связи с этим расчет на испытательные нагрузки кране не осуществлялся.

Мостовой кран расположен внутри здания, в связи с этим, в соответствии с п. А.1 (7) Приложения А к СП РК EN 1991–3 воздействиями ветра и снеговыми нагрузками на конструкцию крана не рассматривались.

Группы нагрузок, которые рассматриваются как одно характеристическое воздействие крана собраны в соответствии с таблицей 2.2 СП РК EN 1991-3 и представлены в таблице _____.

Таблица _____

Наименование нагрузок	Обозначения нагрузок	Группы нагрузок, (значения указаны в Н)									
		1 min	1 max	2 min	2 max	3	4	5	6	7	9
Вертикальные нагрузки											
Собственный вес крана	$Q_{c,\ min}$	43772	53500	43772	53500	48636	48636	48636	48636	48636	48636
	$Q_{c,\ (min)}$	88663	108365	88663	108365	98514	98514	98514	98514	98514	98514
Грузоподъёмность	$Q_{c,\ груз\ (max)}$	21296	21296	20091	20091		20091	20091	20091		20091
	$Q_{c,\ груз\ max}$	145081	145081	136869	136869		136869	136869	136869		136869
Результатирующая верткальная нагрузка	$Q_{c,\ max}$	233744	253446	225532	245234	98514	235383	235383	235383	98514	235383
	$Q_{c,\ (max)}$	65068	74796	63863	73591	48636	68727	68727	68727	48636	68727
Горизонтальные нагрузки											
Ускорение моста крана (продольные)	$H_{L,1}$,$H_{L,2}$	19454	19454	19454	19454	19454	19454				
Ускорение моста крана (поперечные)	$H_{T,1}$	6408	6408	6408	6408	6408	6408				
	$H_{T,2}$	21946	21946	21946	21946	21946	21946				
Перекос моста крана (поперечные)	S							240536			
	$H_{S,1,T}$							74493			
	$H_{S,2,T}$							255131			
Ускорение или торможение тележки или тали (тельфера)	$H_{T,3}$								22400		
Ветер в процессе эксплуатации	F_w	–	–	–	–	–	–	–			
Буферная сила	H_B										22400

В расчёт принята таль электрическая грузоподъёмностью 3,2 т. Масса тали принята 370 кг.

Вертикальная нагрузка от собственного веса тали и массы груза составит 35020 Н.

В соответствии с п.2.5.1.2 СП РК EN 1991-3, продольные горизонтальные силы приняты равными 5% от максимальной вертикальной нагрузки, и составляет 1750 Н.

Коэффициент динамичности при определении нагрузок от тали электрической не применялся.

6.3.6. Сейсмическая нагрузка

Сейсмические нагрузки определяются в соответствии с требованиями СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических зонах».

Конструкция относится к II классу ответственности по назначению, в соответствии с таблицей 7.2 СП РК 2.03-30-2017.

Конструкция относится к I классу ответственности по этажности, в соответствии с таблицей 7.1 СП РК 2.03-30-2017.

Строительная площадка находится в непосредственной близостью с г.Текели Алматинской области, по которому в соответствии с Приложением Б к СП РК 2.03-30-2017 приняты показатели для определения сейсмической нагрузки:

- Интенсивность – 9 баллов;

- Пиковые ускорения грунта $a_{gR(475)} = 0{,}36$ (в долях от g) (п.6.3.5 СП РК 2.03-30-2017, Приложением Е к СП РК 2.03-30-2017).

Категория грунтов – IA (таблица 6.1 СП РК 2.03-30-2017).

Коэффициент $S_T = 1$ (Плоские поверхности и возвышенности с крутизной склонов менее 15°, п.6.3.4 и таблица 6.4 СП РК 2.03-30-2017).

Конструкция относится к 3а – Каркасные здания с пространственными рамными каркасами, имеющими все жесткие узлы соединений колонн и ригелей; с рамно-связевыми каркасами, имеющими все жесткие узлы соединений колонн и ригелей; со связевыми каркасами, каркасно-стеновых конструктивных систем; одноэтажные каркасы всех конструктивных систем, в соответствии с таблицей 7.8 СП РК 2.03-30-2017.

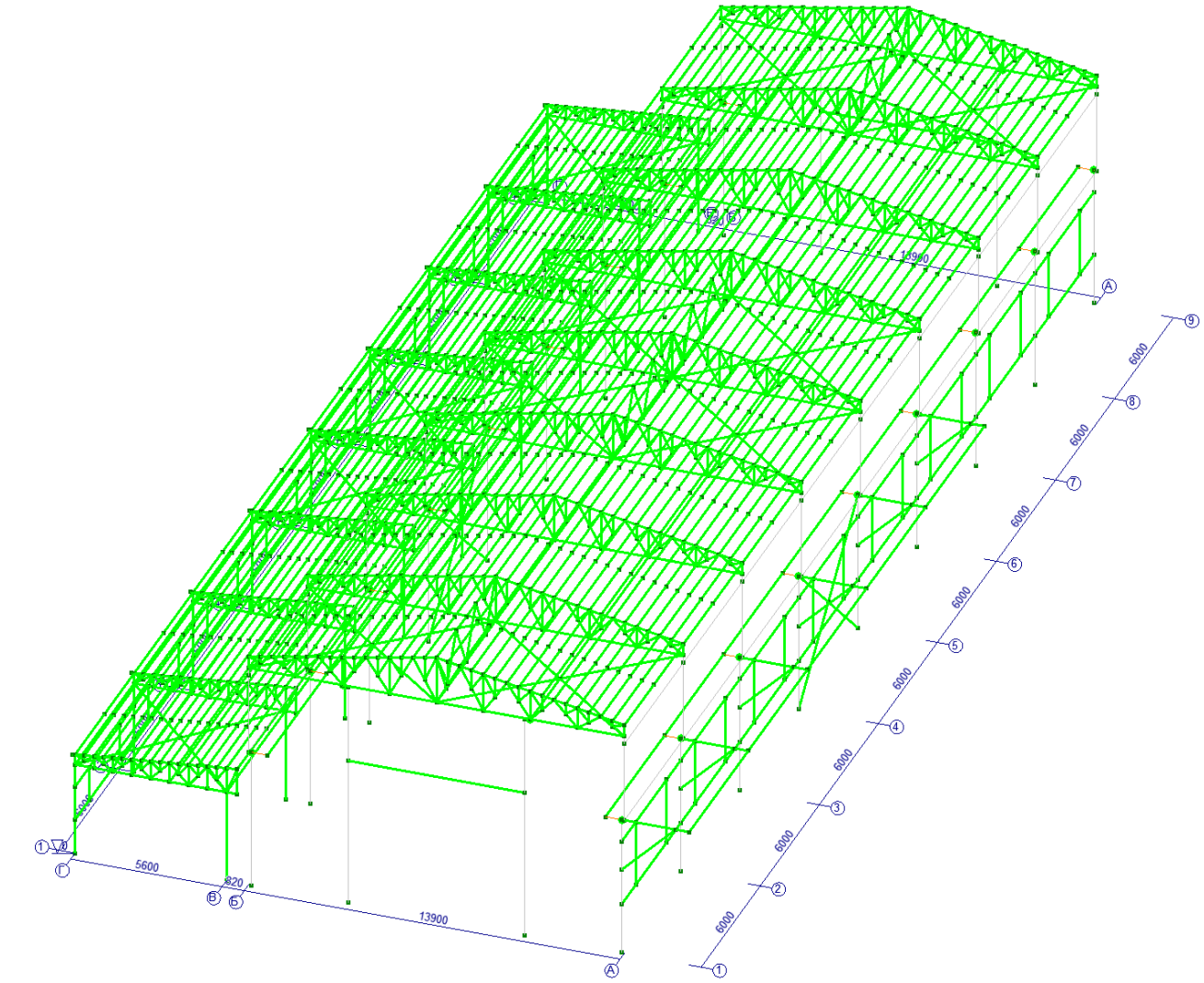
Коэффициенты сочетаний нагрузок приняты в соответствии с таблицей 7.1 СП РК 2.03-30-2017.

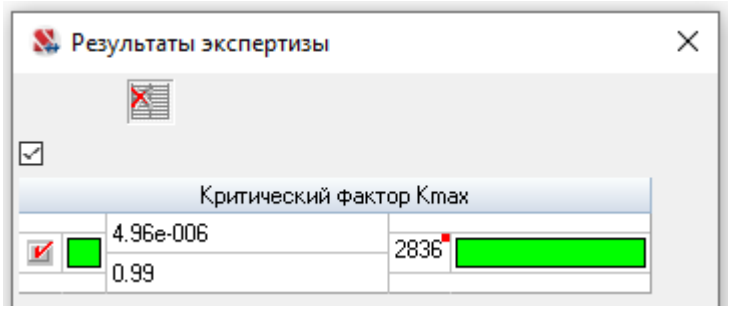
Массы заданы путем преобразования статических нагрузок от собственного веса конструкции, вспомогательных элементов, веса снега, а также собственного веса крана с грузом.

В расчет принято ускорение $a_g = S_T \cdot a_{gR(475)} \cdot g = 3{,}53$ м/с^2.

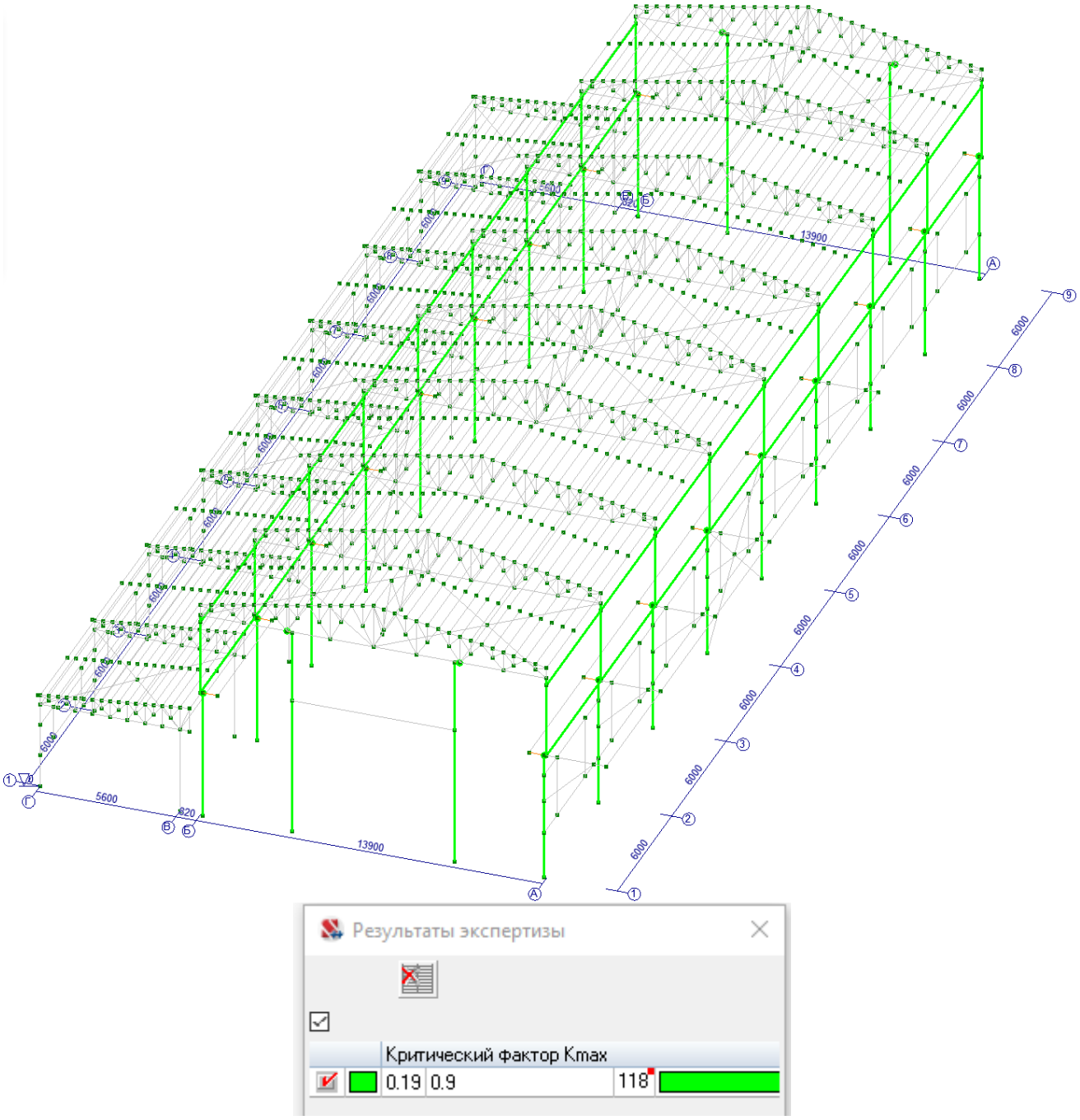
В программном комплексе «SCAD ++» сейсмические нагрузки задаются путем создания динамического загружения в специальном модуле с расчетом в соответствии с СП РК 2.03-30-2017. Параметры сейсмических загружений в программе SCAD++ для направления X представлены на рис. _____, для направлений Y и Z параметры отличаются только направлением вектора сейсмического воздействия.

6.4. Результаты проверки элементов верхнего строения на расчетные сочетания усилий (РСУ)





Проверка стальных элементов верхнего строения



Проверка железобетонных элементов верхнего строения

7. Расчет Подземной части

7.1. Расчётная модель подземной части в программно-вычислительном комплексе «SCAD ++»

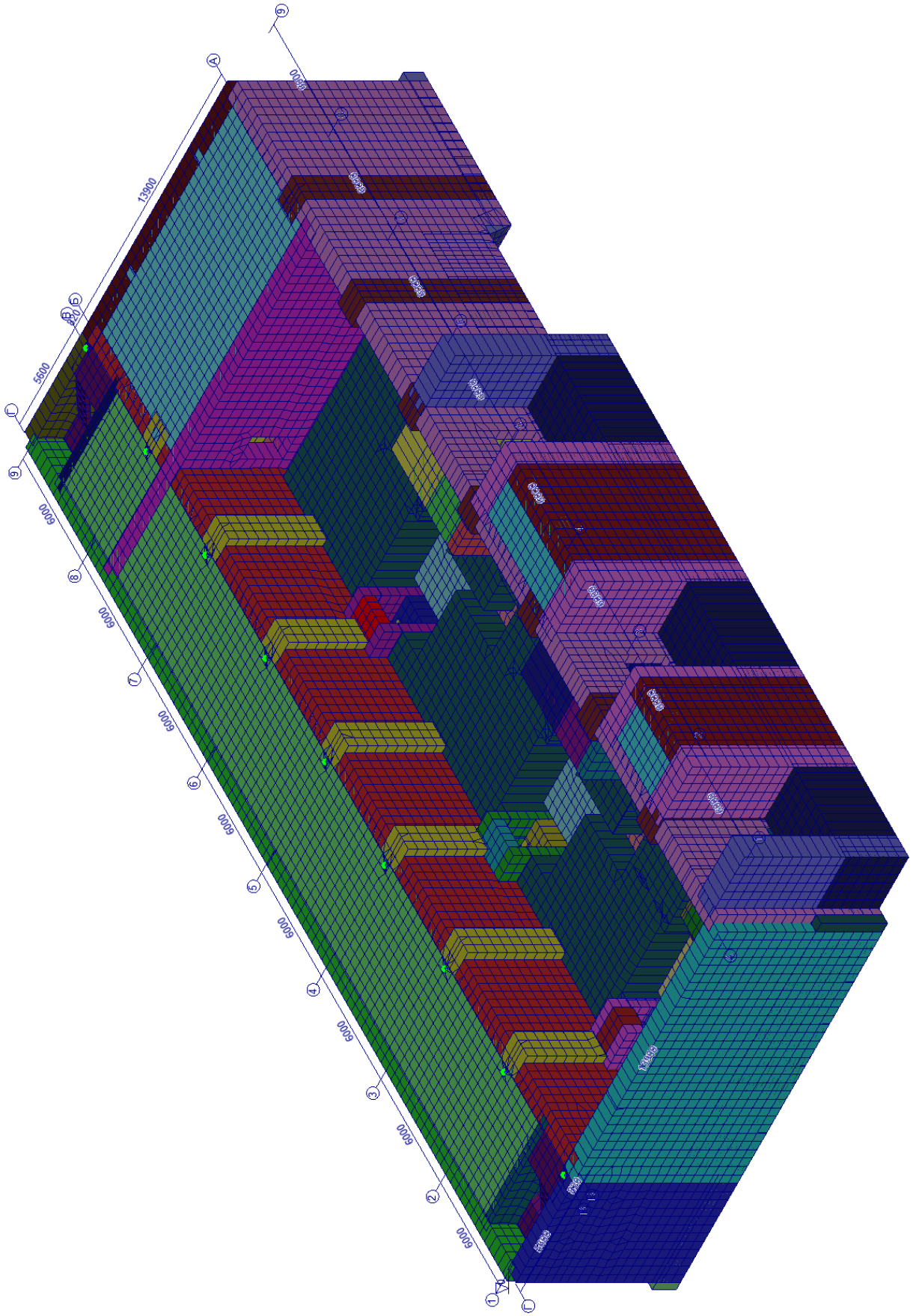
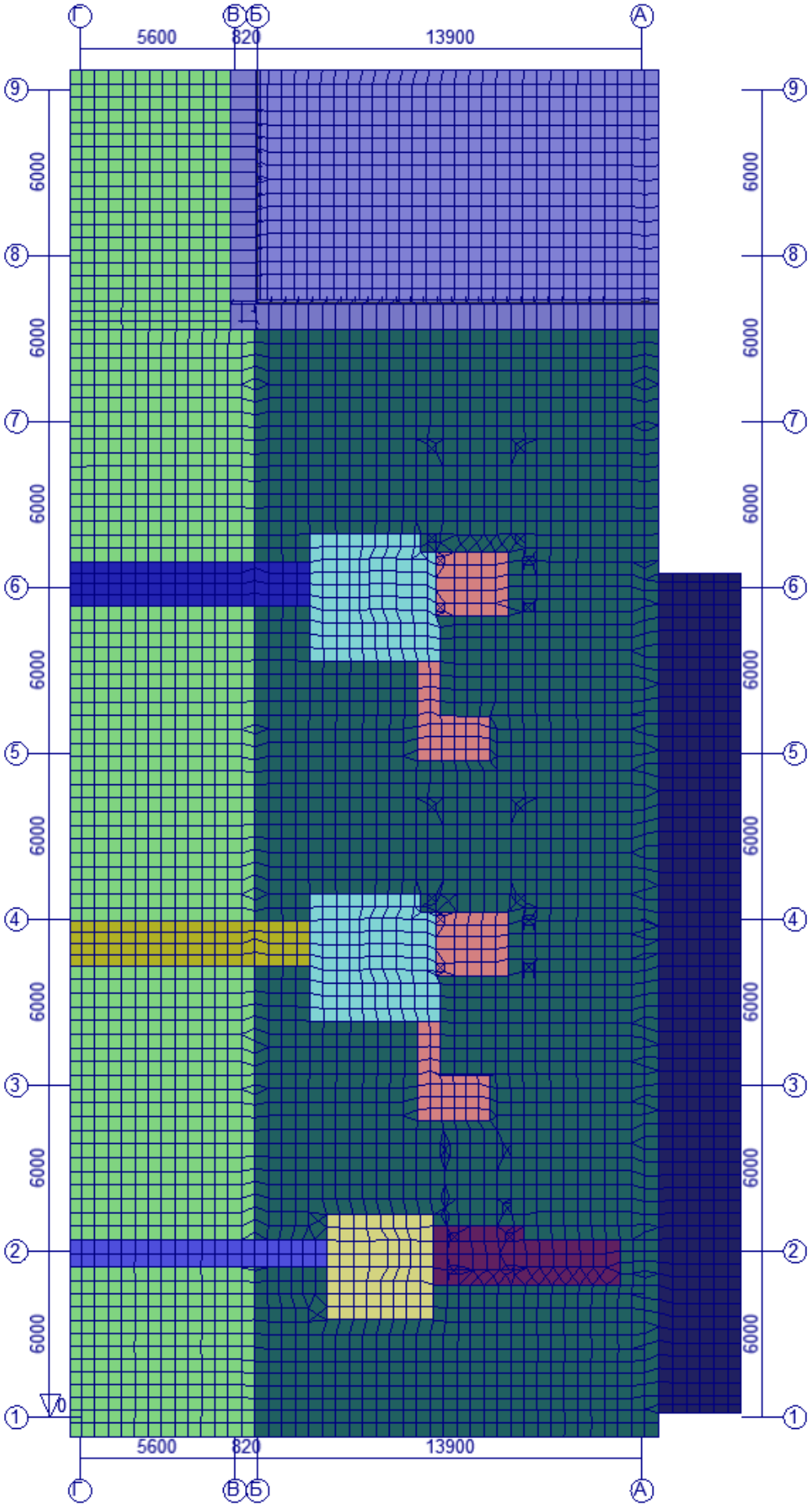


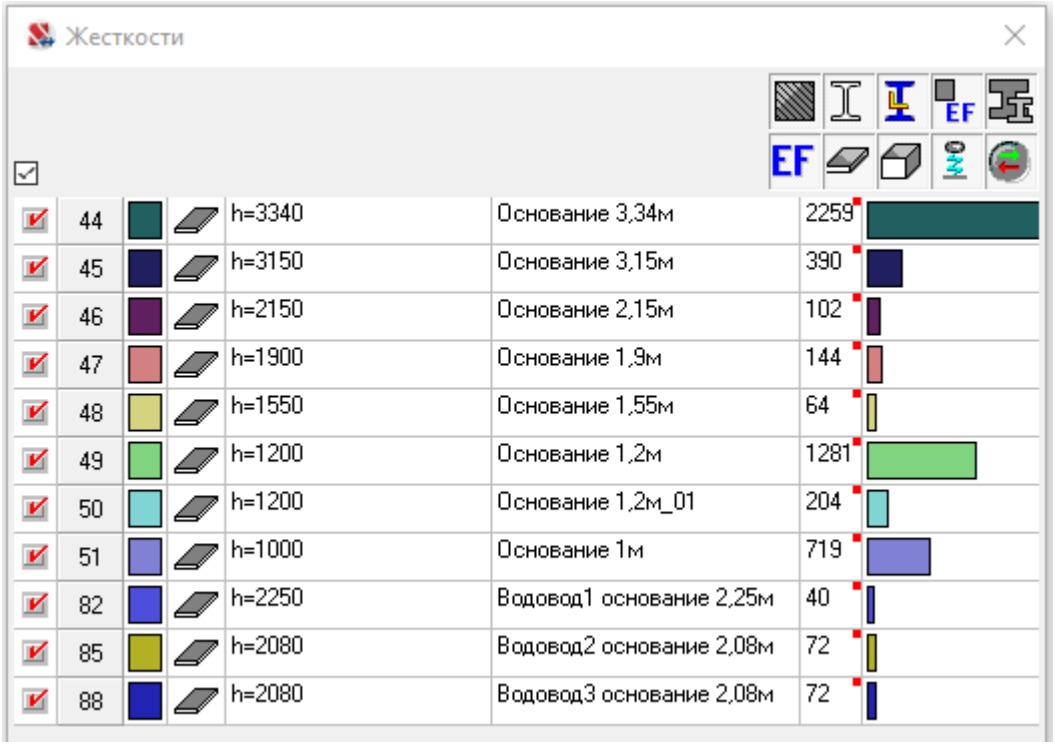
Рис. Расчетная модель подземной части



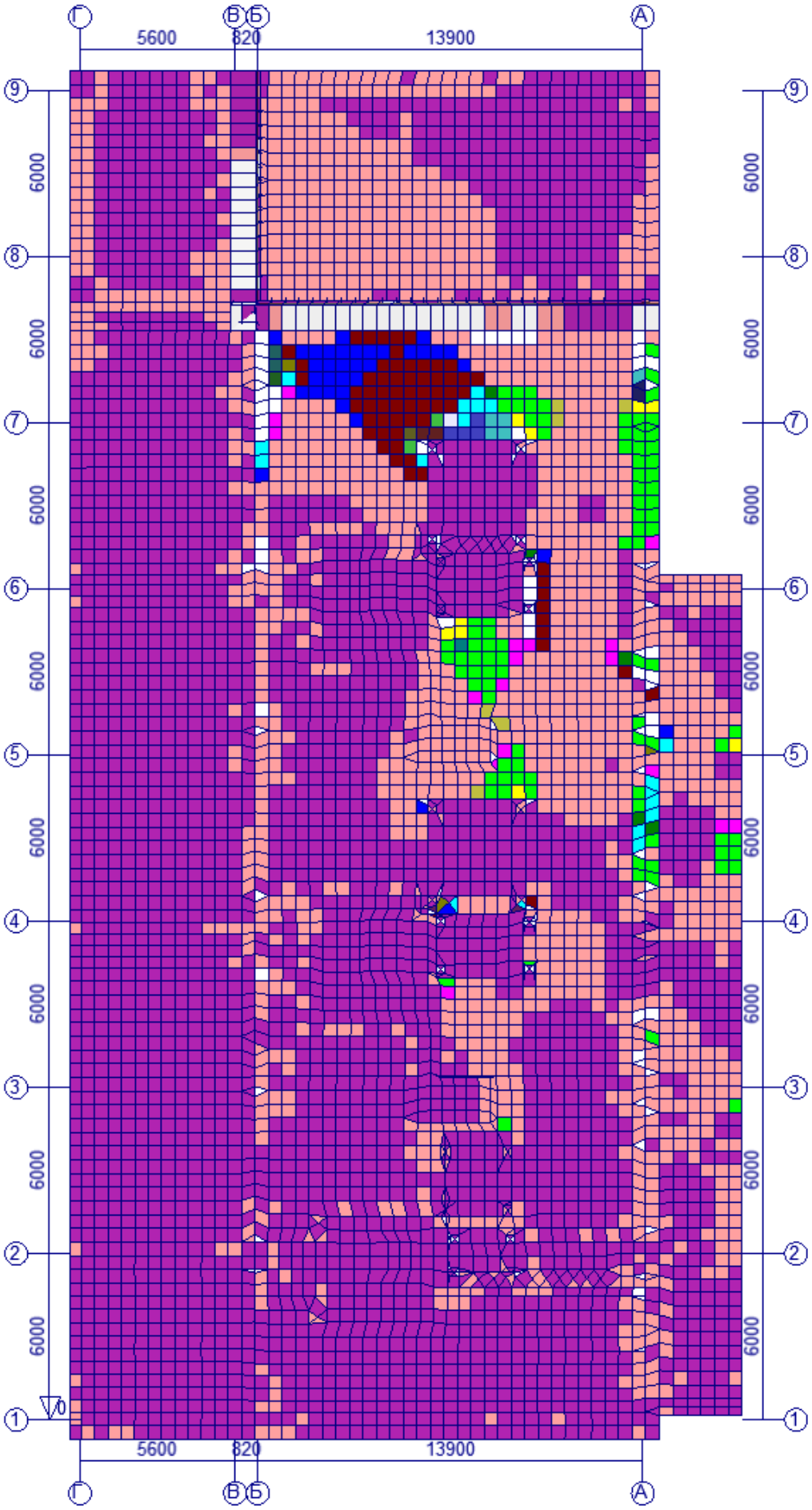
Плита основания в цвете по жесткостям

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 51



Жесткости пластин плиты основания (бетон С20/25 (В25))



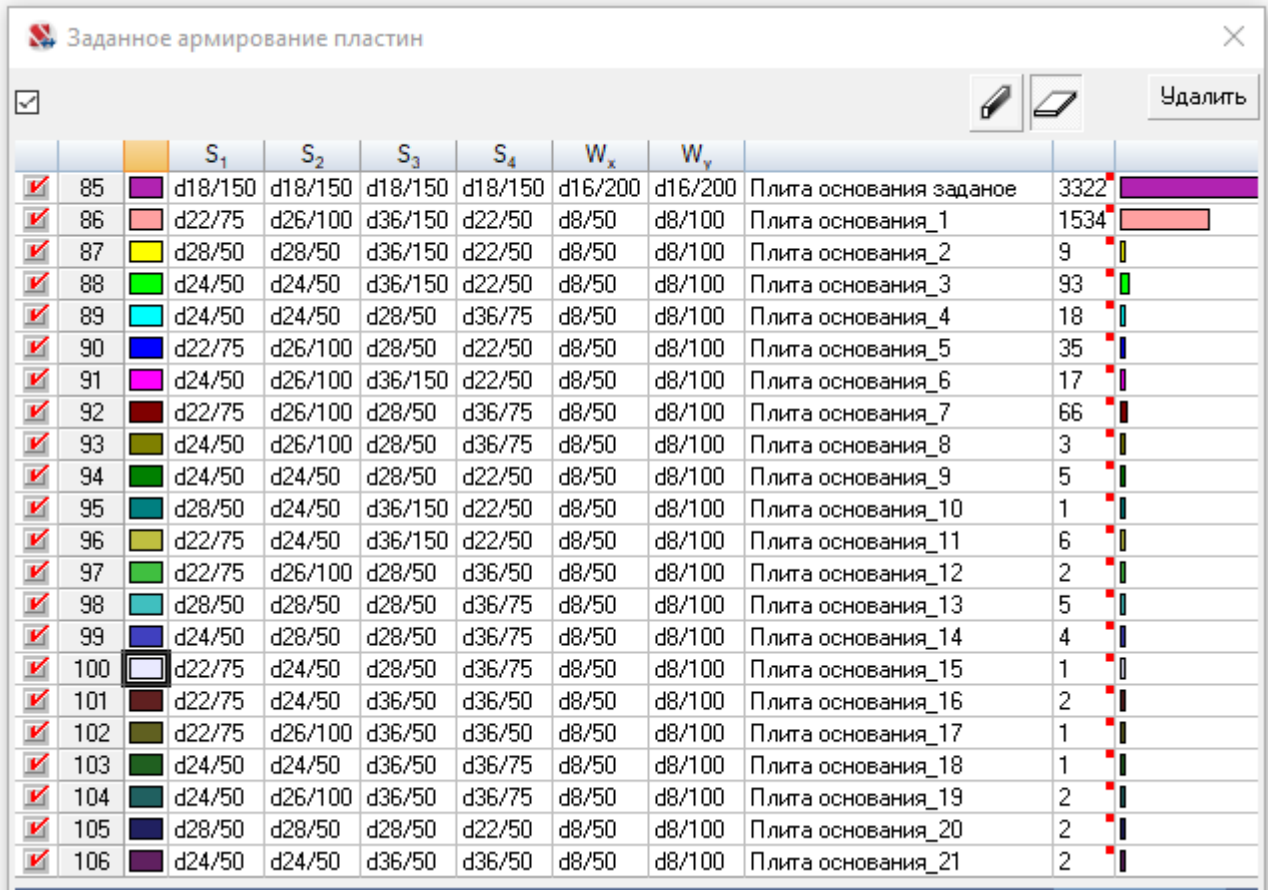
Плита основания в цвете по заданному армированию

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 53

Взам. инв. №

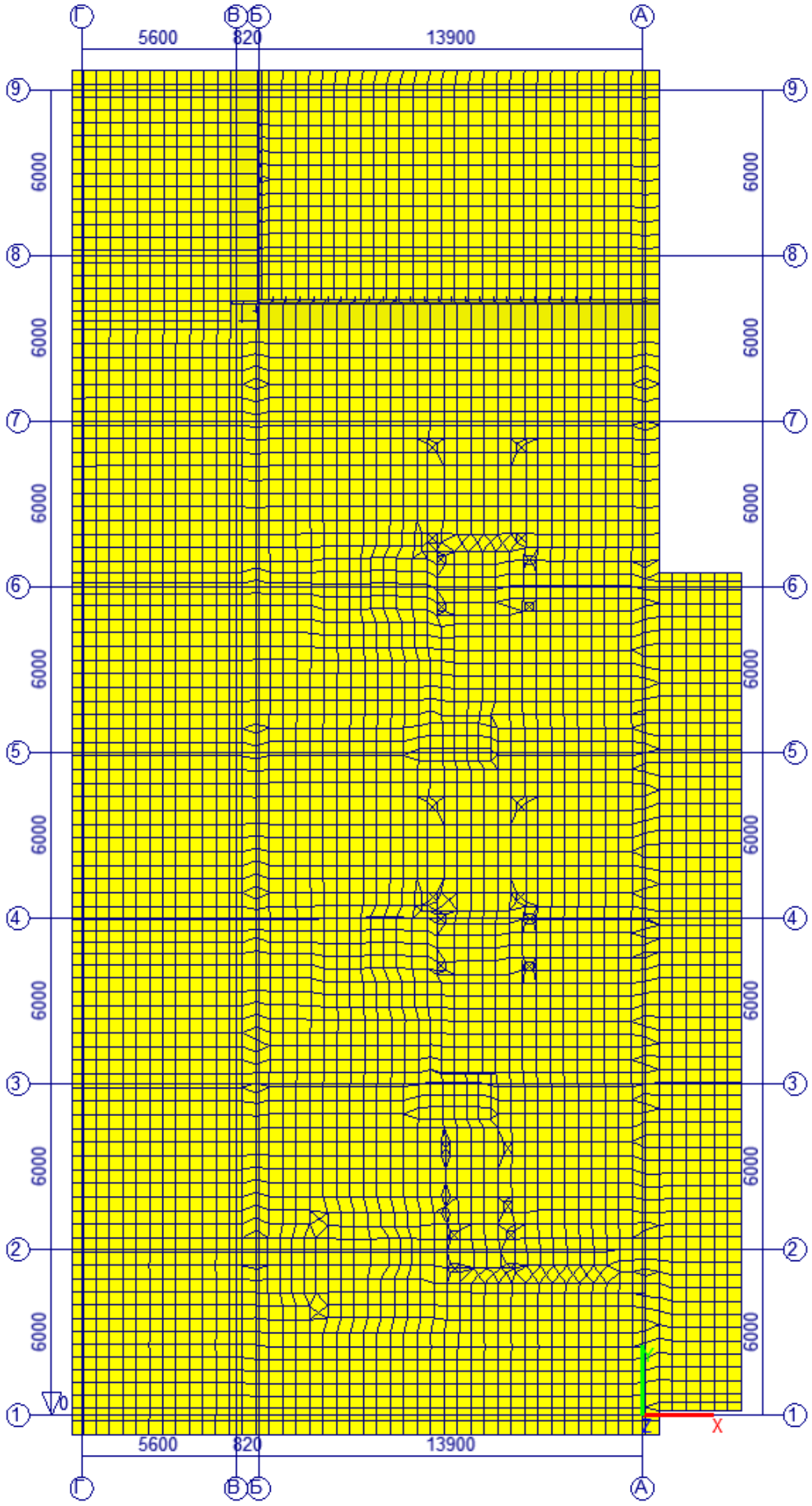
Подпись и дата

Инв. № подл.



		S_1	S_2	S_3	S_4	W_x	W_y		
85		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d16/200	d16/200	Плита основания заданое	3322
86		d22/75	d26/100	d36/150	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_1	1534
87		d28/50	d28/50	d36/150	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_2	9
88		d24/50	d24/50	d36/150	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_3	93
89		d24/50	d24/50	d28/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_4	18
90		d22/75	d26/100	d28/50	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_5	35
91		d24/50	d26/100	d36/150	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_6	17
92		d22/75	d26/100	d28/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_7	66
93		d24/50	d26/100	d28/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_8	3
94		d24/50	d24/50	d28/50	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_9	5
95		d28/50	d24/50	d36/150	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_10	1
96		d22/75	d24/50	d36/150	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_11	6
97		d22/75	d26/100	d28/50	d36/50	d8/50	d8/100	Плита основания_12	2
98		d28/50	d28/50	d28/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_13	5
99		d24/50	d28/50	d28/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_14	4
100		d22/75	d24/50	d28/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_15	1
101		d22/75	d24/50	d36/50	d36/50	d8/50	d8/100	Плита основания_16	2
102		d22/75	d26/100	d36/50	d36/50	d8/50	d8/100	Плита основания_17	1
103		d24/50	d24/50	d36/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_18	1
104		d24/50	d26/100	d36/50	d36/75	d8/50	d8/100	Плита основания_19	2
105		d28/50	d28/50	d28/50	d22/50	d8/50	d8/100	Плита основания_20	2
106		d24/50	d24/50	d36/50	d36/50	d8/50	d8/100	Плита основания_21	2

Заданное армирование пластин плиты основания (продольная и поперечная арматура А400)



Плита основания в цвете по заданным коэффициентам постели

Взам. инв. №

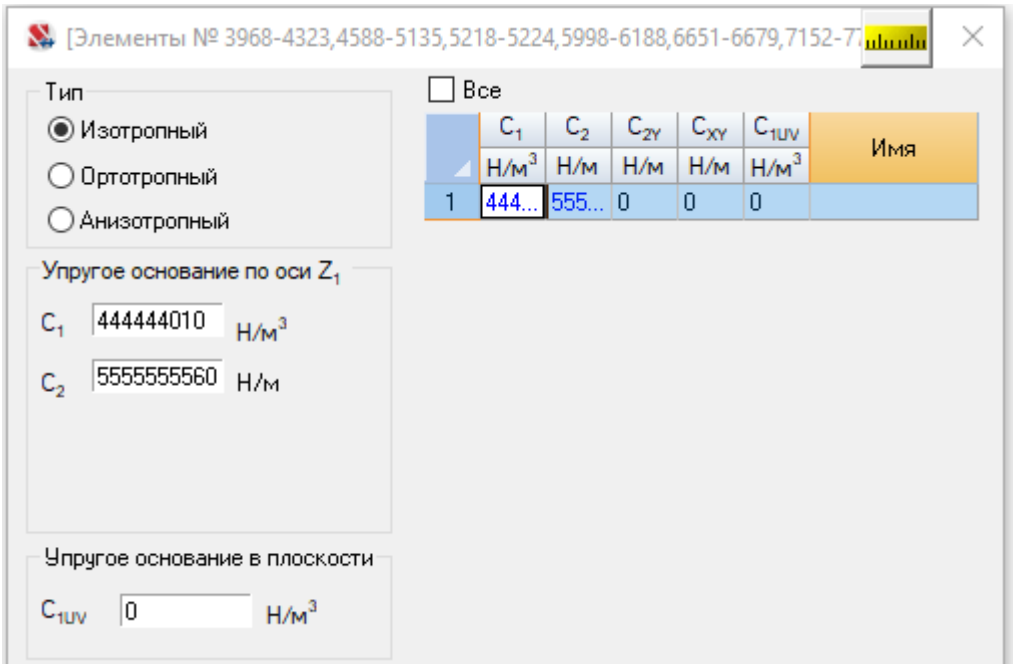
Подпись и дата

Инв. № подл.

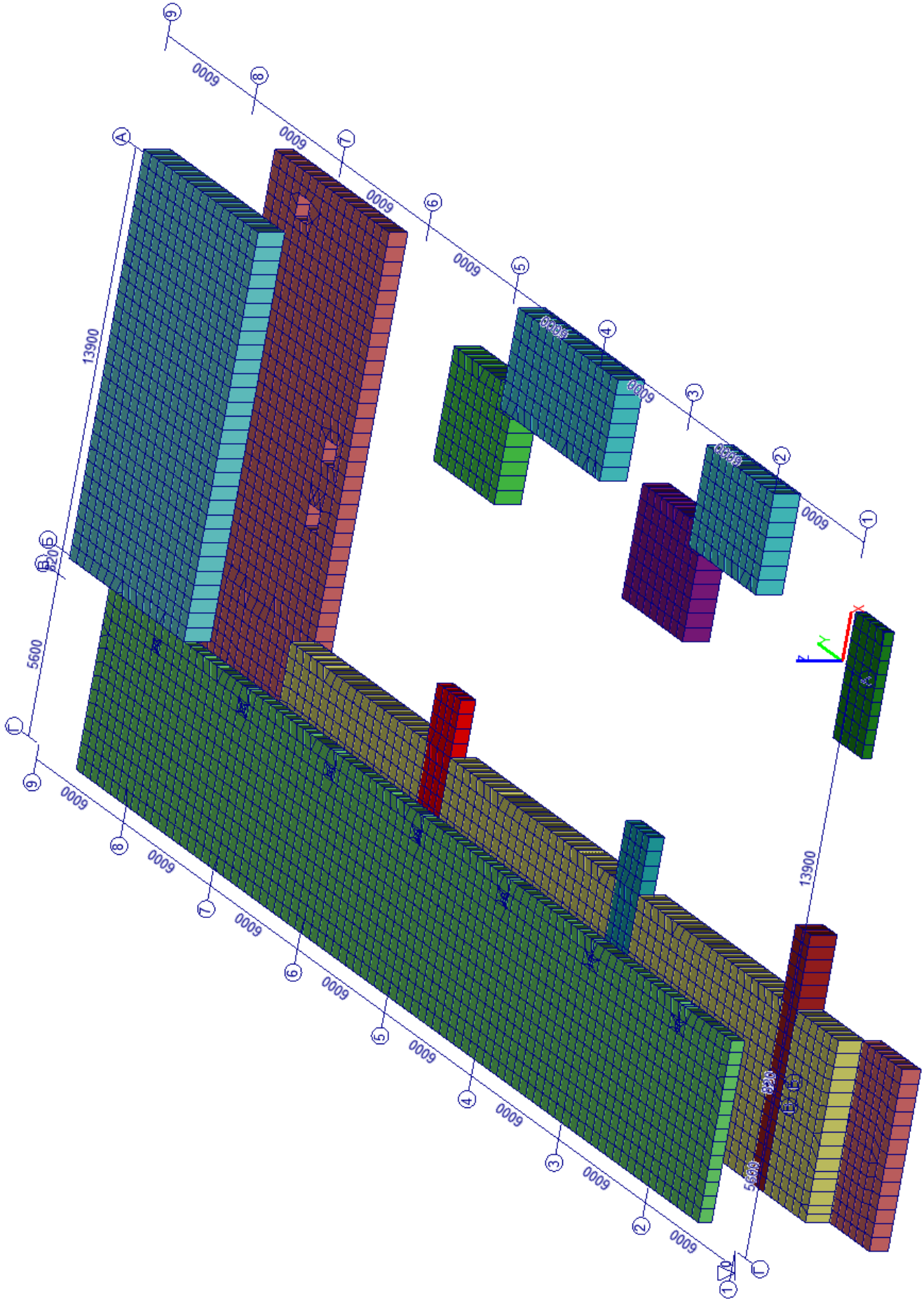
Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата

005-014-2021-РР

Лист 55



Заданный коэффициент постели пластин плиты основания (продольная и поперечная арматура А400)



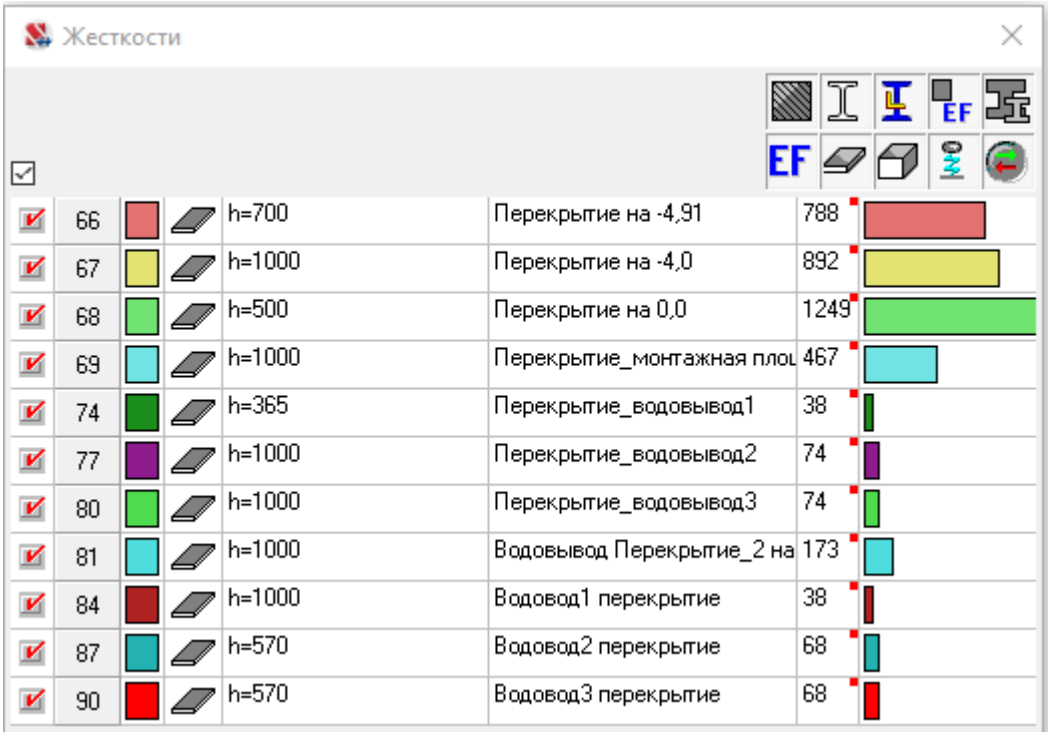
Перекрытия в цвете по жесткостям

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 57

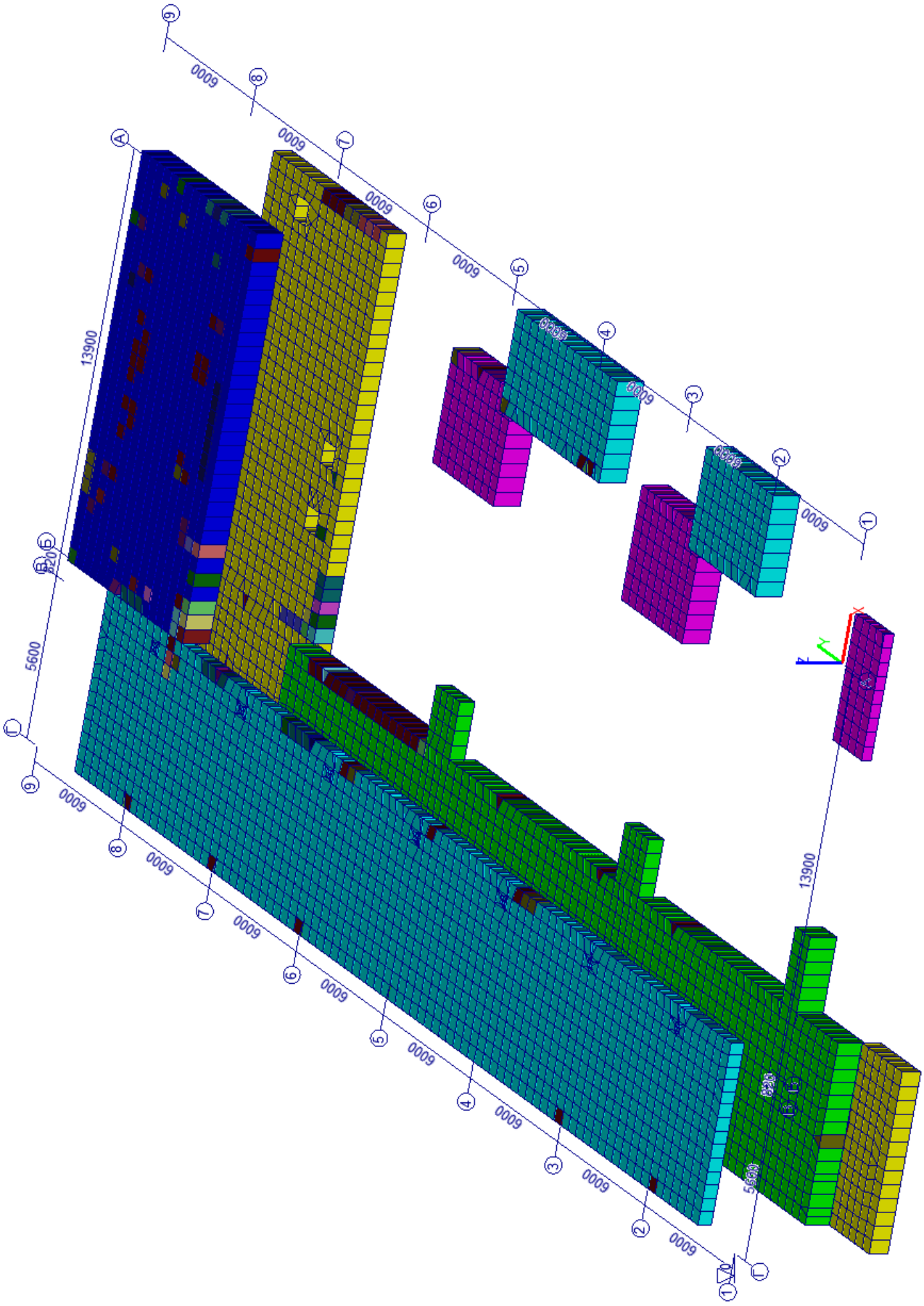
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Жесткости пластин перекрытий (бетон С20/25 (В25))



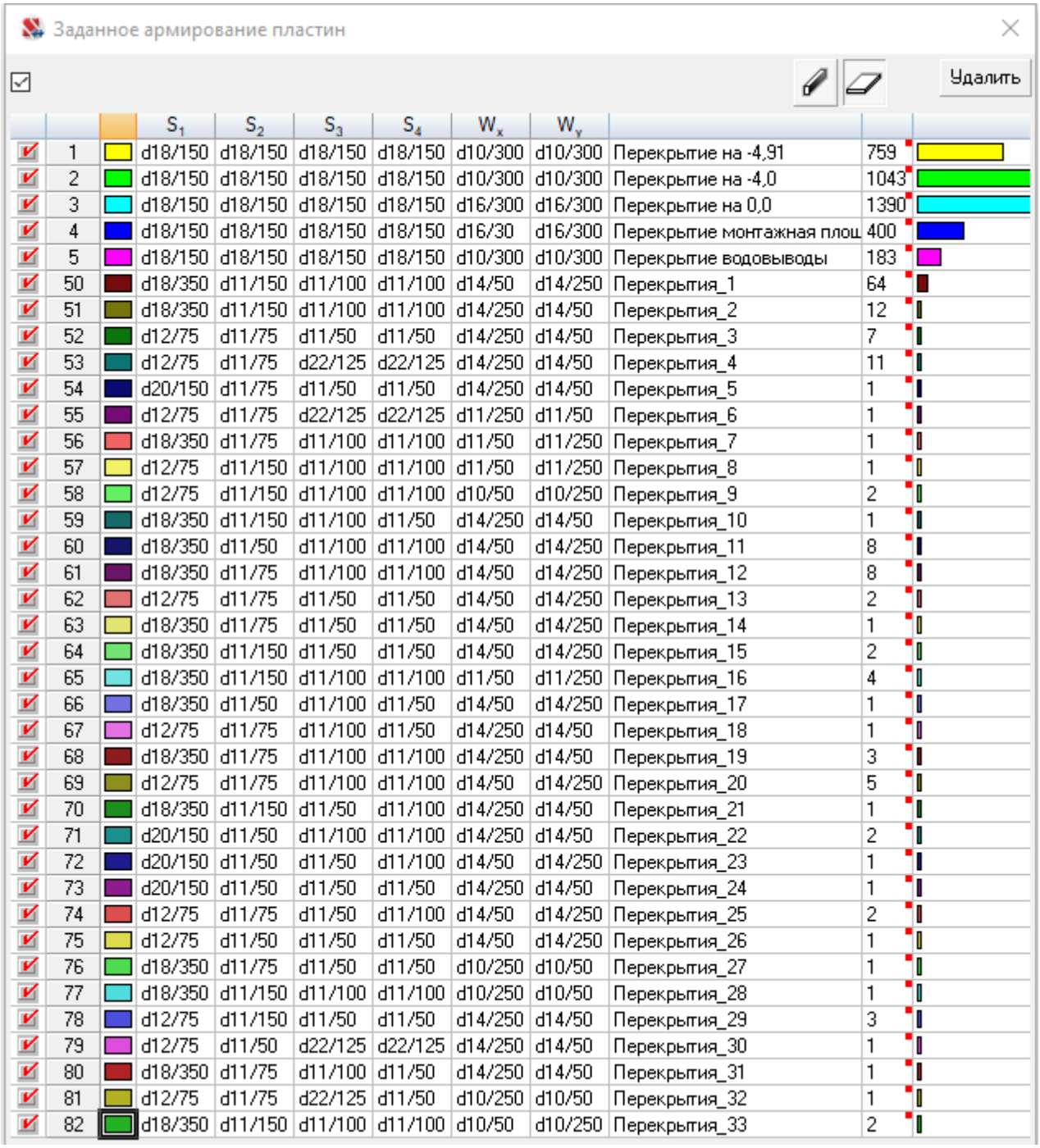
Перекрытия в цвете по заданному армированию

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 59

Взам. инв. №

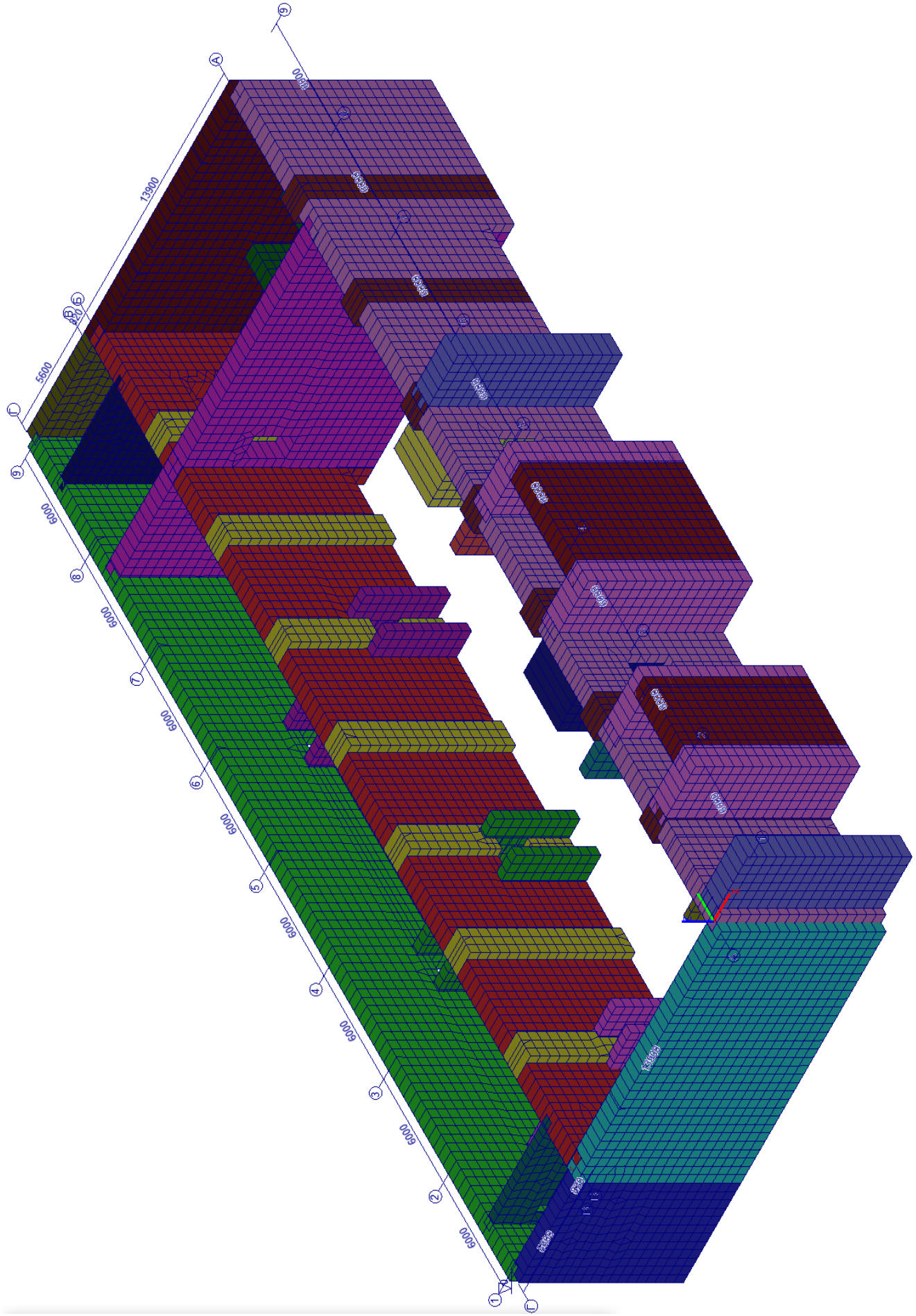
Подпись и дата

Инв. № подл.



			S_1	S_2	S_3	S_4	W_x	W_y		
☑	1		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Перекрытие на -4,91	759
☑	2		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Перекрытие на -4,0	1043
☑	3		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d16/300	d16/300	Перекрытие на 0,0	1390
☑	4		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d16/30	d16/300	Перекрытие монтажная площ	400
☑	5		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Перекрытие водовыводы	183
☑	50		d18/350	d11/150	d11/100	d11/100	d14/50	d14/250	Перекрытия_1	64
☑	51		d18/350	d11/150	d11/100	d11/100	d14/250	d14/50	Перекрытия_2	12
☑	52		d12/75	d11/75	d11/50	d11/50	d14/250	d14/50	Перекрытия_3	7
☑	53		d12/75	d11/75	d22/125	d22/125	d14/250	d14/50	Перекрытия_4	11
☑	54		d20/150	d11/75	d11/50	d11/50	d14/250	d14/50	Перекрытия_5	1
☑	55		d12/75	d11/75	d22/125	d22/125	d11/250	d11/50	Перекрытия_6	1
☑	56		d18/350	d11/75	d11/100	d11/100	d11/50	d11/250	Перекрытия_7	1
☑	57		d12/75	d11/150	d11/100	d11/100	d11/50	d11/250	Перекрытия_8	1
☑	58		d12/75	d11/150	d11/100	d11/100	d10/50	d10/250	Перекрытия_9	2
☑	59		d18/350	d11/150	d11/100	d11/50	d14/250	d14/50	Перекрытия_10	1
☑	60		d18/350	d11/50	d11/100	d11/100	d14/50	d14/250	Перекрытия_11	8
☑	61		d18/350	d11/75	d11/100	d11/100	d14/50	d14/250	Перекрытия_12	8
☑	62		d12/75	d11/75	d11/50	d11/50	d14/50	d14/250	Перекрытия_13	2
☑	63		d18/350	d11/75	d11/50	d11/50	d14/50	d14/250	Перекрытия_14	1
☑	64		d18/350	d11/150	d11/50	d11/50	d14/50	d14/250	Перекрытия_15	2
☑	65		d18/350	d11/150	d11/100	d11/100	d11/50	d11/250	Перекрытия_16	4
☑	66		d18/350	d11/50	d11/100	d11/50	d14/50	d14/250	Перекрытия_17	1
☑	67		d12/75	d11/75	d11/100	d11/50	d14/250	d14/50	Перекрытия_18	1
☑	68		d18/350	d11/75	d11/100	d11/100	d14/250	d14/50	Перекрытия_19	3
☑	69		d12/75	d11/75	d11/100	d11/100	d14/50	d14/250	Перекрытия_20	5
☑	70		d18/350	d11/150	d11/50	d11/100	d14/250	d14/50	Перекрытия_21	1
☑	71		d20/150	d11/50	d11/100	d11/100	d14/250	d14/50	Перекрытия_22	2
☑	72		d20/150	d11/50	d11/50	d11/100	d14/50	d14/250	Перекрытия_23	1
☑	73		d20/150	d11/50	d11/50	d11/50	d14/250	d14/50	Перекрытия_24	1
☑	74		d12/75	d11/75	d11/50	d11/100	d14/50	d14/250	Перекрытия_25	2
☑	75		d12/75	d11/50	d11/50	d11/50	d14/50	d14/250	Перекрытия_26	1
☑	76		d18/350	d11/75	d11/50	d11/50	d10/250	d10/50	Перекрытия_27	1
☑	77		d18/350	d11/150	d11/100	d11/100	d10/250	d10/50	Перекрытия_28	1
☑	78		d12/75	d11/150	d11/50	d11/50	d14/250	d14/50	Перекрытия_29	3
☑	79		d12/75	d11/50	d22/125	d22/125	d14/250	d14/50	Перекрытия_30	1
☑	80		d18/350	d11/75	d11/100	d11/50	d14/250	d14/50	Перекрытия_31	1
☑	81		d12/75	d11/75	d22/125	d11/50	d10/250	d10/50	Перекрытия_32	1
☑	82		d18/350	d11/150	d11/100	d11/100	d10/50	d10/250	Перекрытия_33	2

Заданное армирование пластин перекрытий (продольная и поперечная арматура А400)



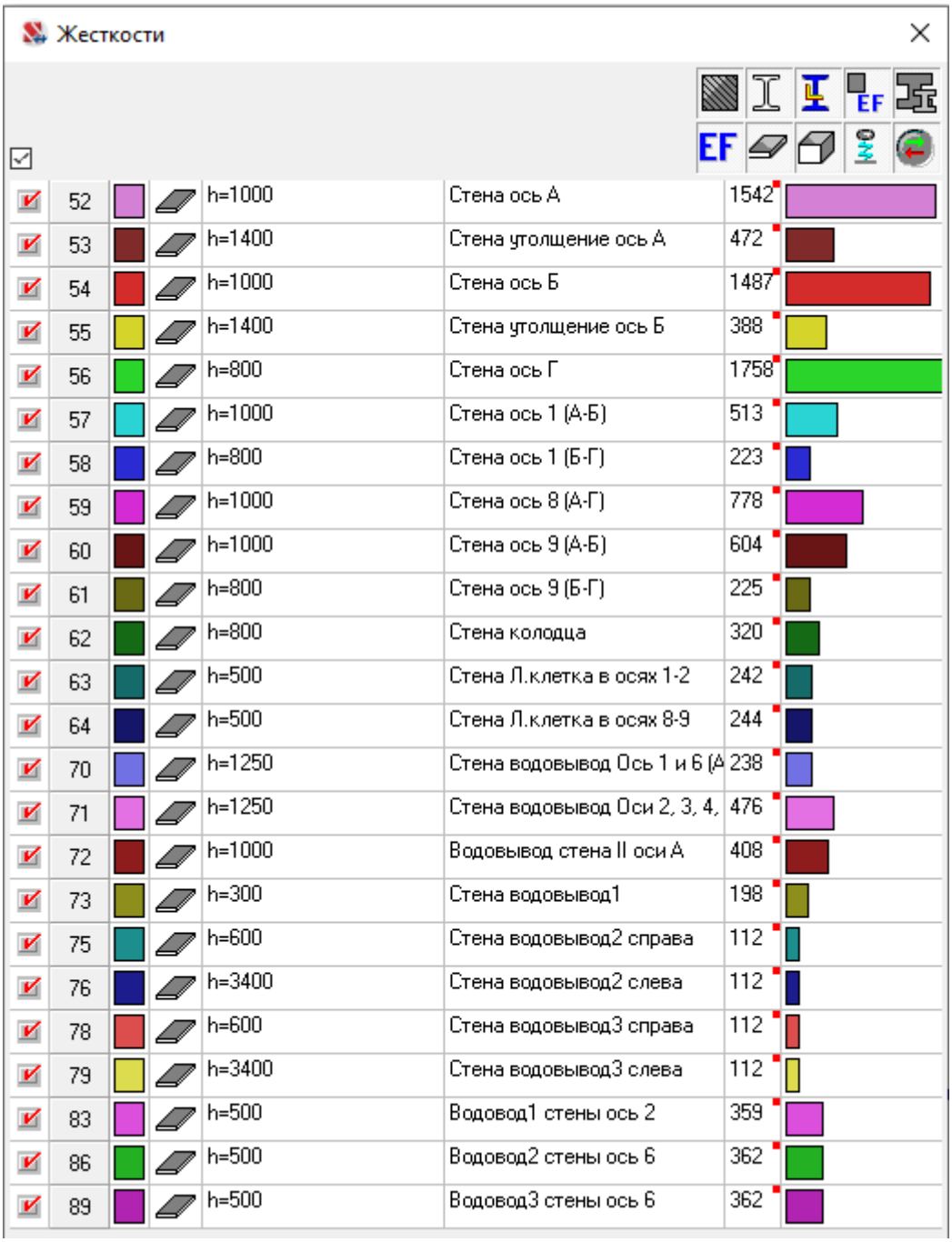
Стены в цвете по жесткостям

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 61

Взам. инв. №

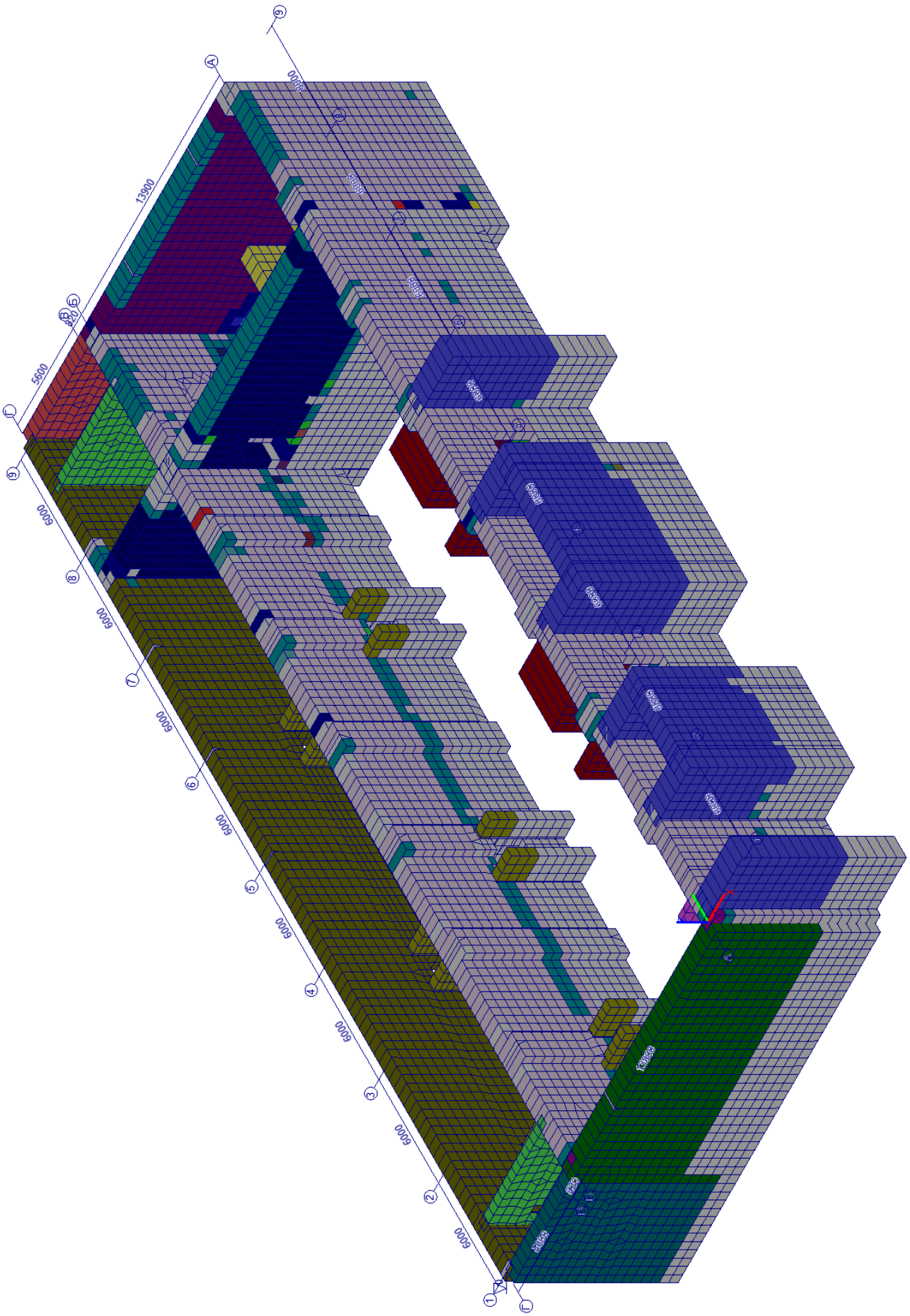
Подпись и дата

Инв. № подл.



☑	52			h=1000	Стена ось А	1542
☑	53			h=1400	Стена утолщение ось А	472
☑	54			h=1000	Стена ось Б	1487
☑	55			h=1400	Стена утолщение ось Б	388
☑	56			h=800	Стена ось Г	1758
☑	57			h=1000	Стена ось 1 (А-Б)	513
☑	58			h=800	Стена ось 1 (Б-Г)	223
☑	59			h=1000	Стена ось 8 (А-Г)	778
☑	60			h=1000	Стена ось 9 (А-Б)	604
☑	61			h=800	Стена ось 9 (Б-Г)	225
☑	62			h=800	Стена колодца	320
☑	63			h=500	Стена Л.клетка в осях 1-2	242
☑	64			h=500	Стена Л.клетка в осях 8-9	244
☑	70			h=1250	Стена водовывод Ось 1 и 6 (А	238
☑	71			h=1250	Стена водовывод Оси 2, 3, 4,	476
☑	72			h=1000	Водовывод стена II оси А	408
☑	73			h=300	Стена водовывод1	198
☑	75			h=600	Стена водовывод2 справа	112
☑	76			h=3400	Стена водовывод2 слева	112
☑	78			h=600	Стена водовывод3 справа	112
☑	79			h=3400	Стена водовывод3 слева	112
☑	83			h=500	Водовод1 стены ось 2	359
☑	86			h=500	Водовод2 стены ось 6	362
☑	89			h=500	Водовод3 стены ось 6	362

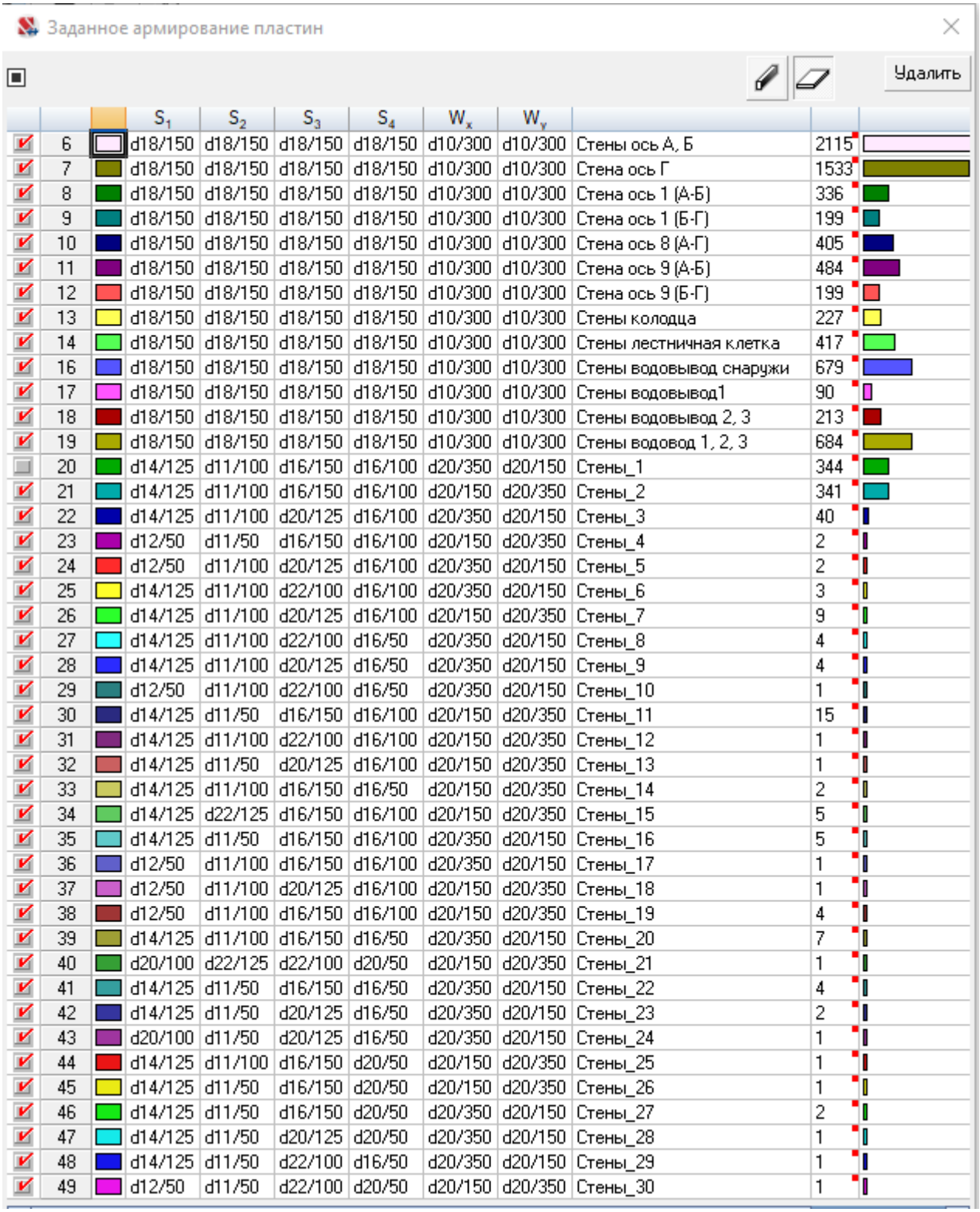
Жесткости пластин стен
(бетон С20/25 (В25))



Стены в цвете по заданному армированию

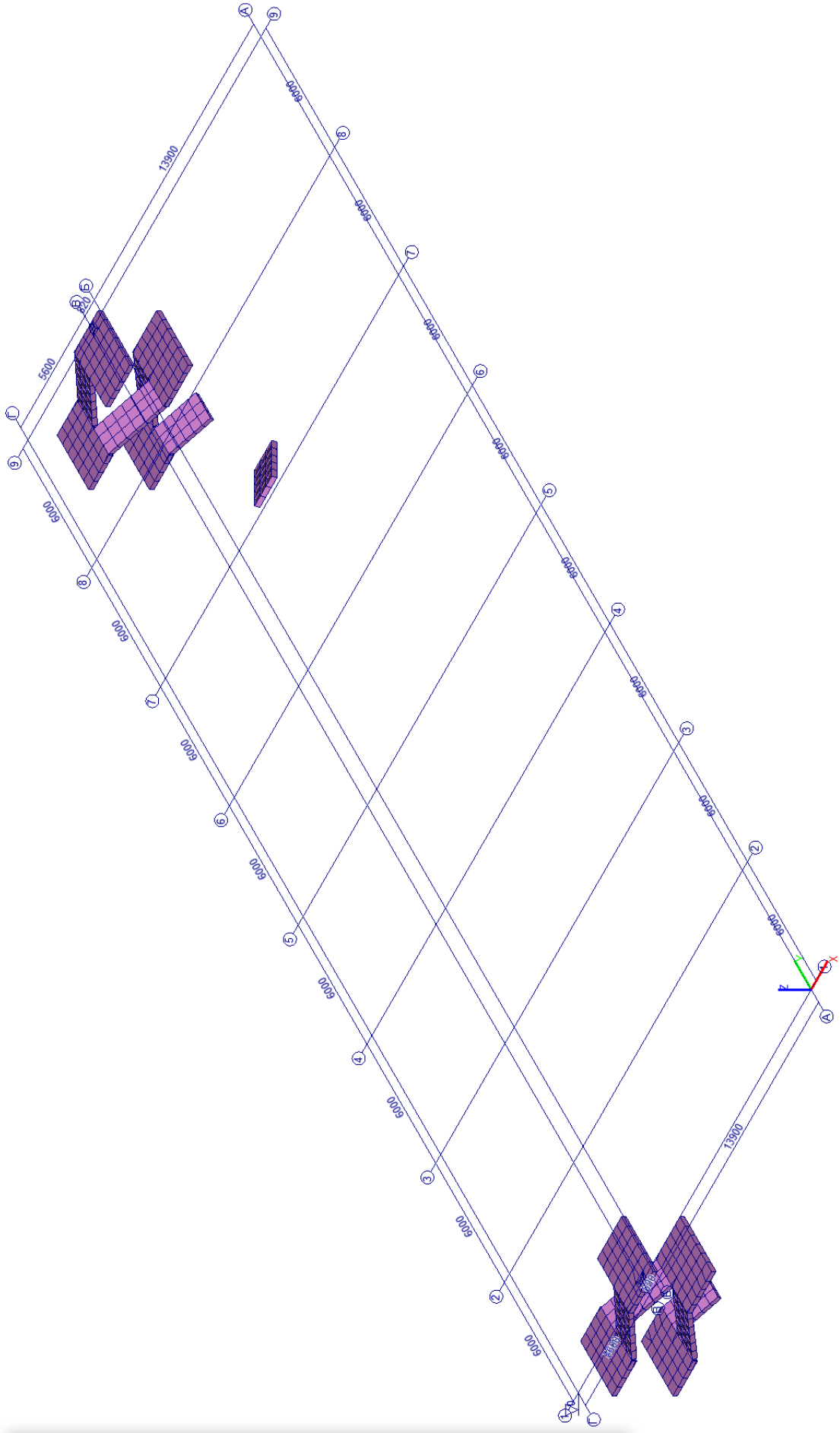
Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 63



			S_1	S_2	S_3	S_4	W_x	W_y		
	6		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стены ось А, Б	2115
	7		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стена ось Г	1533
	8		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стена ось 1 (А-Б)	336
	9		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стена ось 1 (Б-Г)	199
	10		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стена ось 8 (А-Г)	405
	11		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стена ось 9 (А-Б)	484
	12		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стена ось 9 (Б-Г)	199
	13		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стены колодца	227
	14		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стены лестничная клетка	417
	16		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стены водовывод снаружи	679
	17		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стены водовывод1	90
	18		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стены водовывод 2, 3	213
	19		d18/150	d18/150	d18/150	d18/150	d10/300	d10/300	Стены водовод 1, 2, 3	684
	20		d14/125	d11/100	d16/150	d16/100	d20/350	d20/150	Стены_1	344
	21		d14/125	d11/100	d16/150	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_2	341
	22		d14/125	d11/100	d20/125	d16/100	d20/350	d20/150	Стены_3	40
	23		d12/50	d11/50	d16/150	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_4	2
	24		d12/50	d11/100	d20/125	d16/100	d20/350	d20/150	Стены_5	2
	25		d14/125	d11/100	d22/100	d16/100	d20/350	d20/150	Стены_6	3
	26		d14/125	d11/100	d20/125	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_7	9
	27		d14/125	d11/100	d22/100	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_8	4
	28		d14/125	d11/100	d20/125	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_9	4
	29		d12/50	d11/100	d22/100	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_10	1
	30		d14/125	d11/50	d16/150	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_11	15
	31		d14/125	d11/100	d22/100	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_12	1
	32		d14/125	d11/50	d20/125	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_13	1
	33		d14/125	d11/100	d16/150	d16/50	d20/150	d20/350	Стены_14	2
	34		d14/125	d22/125	d16/150	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_15	5
	35		d14/125	d11/50	d16/150	d16/100	d20/350	d20/150	Стены_16	5
	36		d12/50	d11/100	d16/150	d16/100	d20/350	d20/150	Стены_17	1
	37		d12/50	d11/100	d20/125	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_18	1
	38		d12/50	d11/100	d16/150	d16/100	d20/150	d20/350	Стены_19	4
	39		d14/125	d11/100	d16/150	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_20	7
	40		d20/100	d22/125	d22/100	d20/50	d20/150	d20/350	Стены_21	1
	41		d14/125	d11/50	d16/150	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_22	4
	42		d14/125	d11/50	d20/125	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_23	2
	43		d20/100	d11/50	d20/125	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_24	1
	44		d14/125	d11/100	d16/150	d20/50	d20/150	d20/350	Стены_25	1
	45		d14/125	d11/50	d16/150	d20/50	d20/150	d20/350	Стены_26	1
	46		d14/125	d11/50	d16/150	d20/50	d20/350	d20/150	Стены_27	2
	47		d14/125	d11/50	d20/125	d20/50	d20/350	d20/150	Стены_28	1
	48		d14/125	d11/50	d22/100	d16/50	d20/350	d20/150	Стены_29	1
	49		d12/50	d11/50	d22/100	d20/50	d20/150	d20/350	Стены_30	1

Заданное армирование пластин стен
(продольная и поперечная арматура А400)



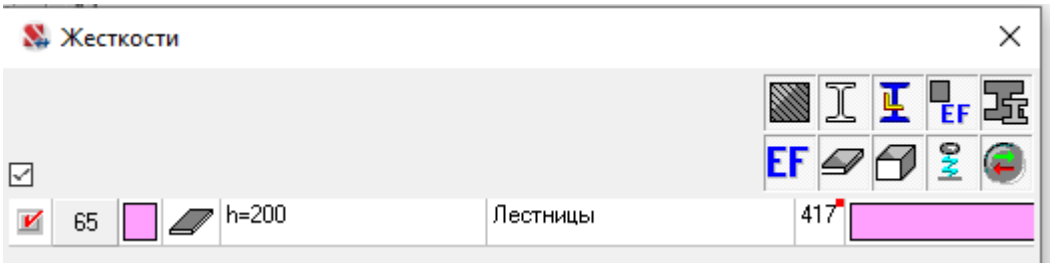
Лестницы в цвете по жесткостям

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 65

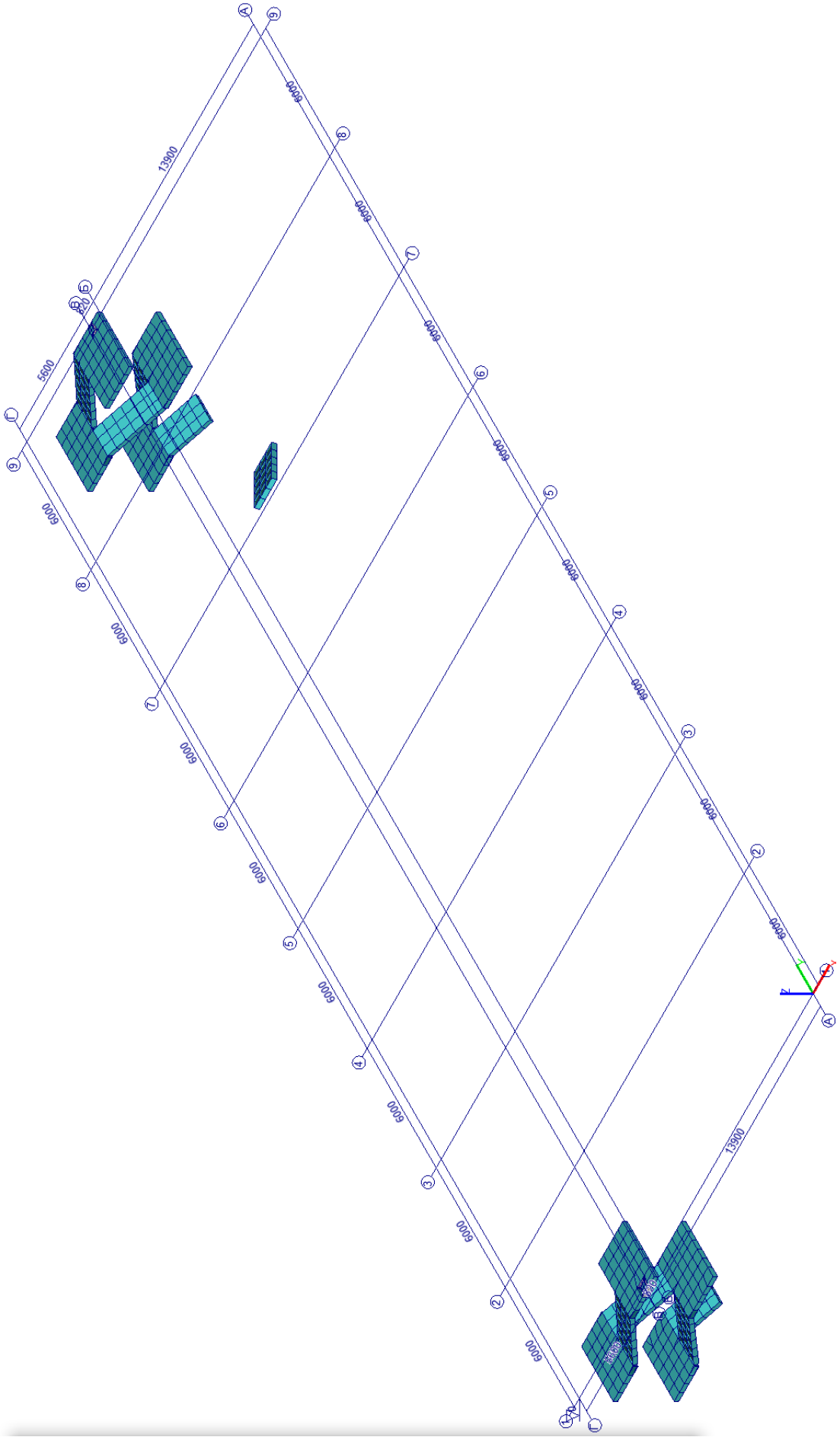
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



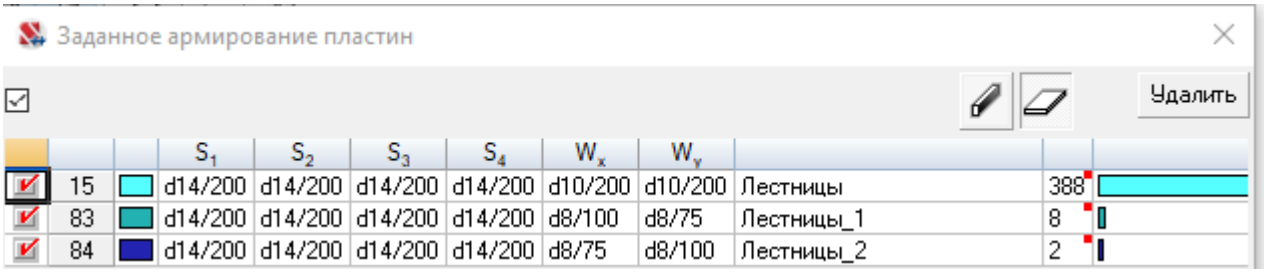
Жесткости пластин лестниц
(бетон С20/25 (В25))



Лестницы в цвете по заданному армированию

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 67



			S_1	S_2	S_3	S_4	W_x	W_y		
	15		d14/200	d14/200	d14/200	d14/200	d10/200	d10/200	Лестницы	388
	83		d14/200	d14/200	d14/200	d14/200	d8/100	d8/75	Лестницы_1	8
	84		d14/200	d14/200	d14/200	d14/200	d8/75	d8/100	Лестницы_2	2

Заданное армирование пластин лестниц
(продольная и поперечная арматура А400)

7.2. Нагрузки на подземную часть

7.2.1. Нагрузка от собственного веса

7.2.1.1. Собственный вес конструкции

Собственный вес конструкции автоматически учитывается программно-вычислительным комплексом «SCAD ++». В расчете принят коэффициент равный 1,1

7.2.1.2. Нагрузка от грунта балласта в карманах каркаса подземной части

δ1 = 1.44 м – Толщина насыпи балласта под перекрытием –4.9м
δ2 = 2.05 м – Толщина насыпи балласта под перекрытием –4.0м
δ3 = 6.05 м – Толщина насыпи балласта под перекрытием водовывод
$\gamma_{гр}$ = 23544 Н/м3 – Объемный вес грунта балласта

q1 = 33903 Н/м^2 – Нагрузка от грунта балласта под перекрытием –4.9м

q2 = 48265 Н/м^2 – Нагрузка от грунта балласта под перекрытием –4.0м

q3 = 14.2441 Н/м^2 – Нагрузка от грунта балласта под перекрытием водовывод

7.2.1.3. Нагрузка от конструкции пола

q1 = 2000 Н/м^2 – Нагрузка на плиты и перекрытие

q2 = 1000 Н/м^2 – Нагрузка на лестничные марши

q1 = 6082 Н/м^2 – Нагрузка от конструкции водовод

7.2.2. Нагрузка от грунта обратной засыпки

H1 = 8.25 м – Высота стен 1
H2 = 9.6 м – Высота стен 2
H3 = 3.15 м – Высота стен 3
$\gamma_{гр}$ = 21582 Н/м^3 – Объемный вес грунта обратной засыпки
ϕ = 25 ° – Угол внутреннего трения грунта

q1 = 0 Н/м^2 – Нагрузка от грунта по верху стены H1
q2 = 72264 Н/м^2 – Нагрузка от грунта по низу стены H1

q3 = 0 Н/м^2 – Нагрузка от грунта по верху стены H2

$q4 = 84089\ Н/м^2$ – Нагрузка от грунта по низу стены Н2

$q5 = 0\ Н/м^2$ – Нагрузка от грунта по верху стены Н3
$q6 = 27592\ Н/м^2$ – Нагрузка от грунта по низу стены Н3

7.2.3. Дополнительное давление на стены от техники расположенной на поверхности грунта около здания

$Q = 58860\ Н/м^2$ – Давление на поверхность грунта от техники $6т/м^2$
$h1 = 2.73$ м – Фиктивная толщина слоя грунта для учета нагрузки от техники

$q = 15926\ Н/м^2$ – Давление на стены от техники расположенной на поверхности грунта около здания

7.2.4. Нагрузка от воды в отводящем канале

$H = 4$ м – Высота воды со стороны отводящего канала
$\gamma_{гр} = 9810\ Н/м^3$ – Объемный вес воды

$q1 = 0\ Н/м^2$ – Нагрузка от воды по верху стены

$q2 = 39240\ Н/м^2$ – Нагрузка от воды по низу стены

$q3 = 39240\ Н/м^2$ – Нагрузка от воды плиту основания водовывода

7.2.5. Нагрузка от воды в подводящем и отводящем водоводах

$H1 = 1$ м – Высота воды водовод 1
$H2 = 1.6$ м – Высота воды водовод 2 и 3
$h1 = 1.6$ м – Высота воды водовывод 1
$h2 = 2.3$ м – Высота воды водовывод 2 и 3
$\gamma_{гр} = 9810\ Н/м^3$ – Объемный вес воды

$qв1 = 9810\ Н/м^2$ – Нагрузка от воды водовод 1

$qв2 = 15696\ Н/м^2$ – Нагрузка от воды водовод 2 и 3

$qв3 = 15696\ Н/м^2$ – Нагрузка от воды водовывод 1

$qв4 = 22563\ Н/м^2$ – Нагрузка от воды водовывод 2 и 3

7.2.6. Полезная нагрузка на полы

q1= 6540 Н/м^2 – Нагрузка в тех помещениях пристройки по всем этажам

q2= 2616 Н/м^2 – Нагрузка на лестничные марши и площадки

q3= 26160 Н/м^2 – Нагрузка машинный зал

q3= 98100 Н/м^2 – Нагрузка монтажная площадка

q4= 6540 Н/м^2 – Нагрузка помещении насосной

q5= 16350 Н/м^2 – Нагрузка в колодце насосной

7.2.7. Нагрузки от генераторных установок

Здание ГЭС-3 рассчитано на установку трех генераторных установок, две большие и одна маленькая. Нагрузки от генераторных установок приняты по данным производителя оборудования.

Принято пять режимов нагрузок:

1. Собственный вес генераторных установок без работы.
2. Нормальный режим работы.
3. Аварийная остановка.
4. Короткое замыкание.
5. Ошибка синхронизации

Нагрузки от больших генераторных установок

	кол-во узлов приложения нагрузки в SCAD	ось действия силы исход	Точка приложения силы	ось действия силы SCAD	Собственный вес без воды, кН		Нормальный режим работы, кН		Аварийная остановка, кН		Короткое замыкание, кН		Ошибка синхронизации, кН	
					исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD
Вес клапана	1	y	A	z	98.1	**98.1**	129.7	**129.7**	129.7	**129.7**	129.7	**129.7**	129.7	**129.7**
Турбина	5	x	B1	y		**0**	578.5	**115.7**	1091.6	**218.32**	578.5	**115.7**	626.1	**125.22**
		y		z	44.5	**8.9**	30.1	**6.02**	71.4	**14.28**	30.1	**6.02**	71.4	**14.28**
		x	B2	y		**0**	661.1	**132.22**	974	**194.8**	661.1	**132.22**	715.5	**143.1**
		y		z	39.3	**7.86**	89.6	**17.92**	62.7	**12.54**	89.6	**17.92**	62.7	**12.54**
		x	B3	y		**0**	661.1	**132.22**	974	**194.8**	661.1	**132.22**	715.5	**143.1**
		y		z	39.3	**7.86**	109.5	**21.9**	68.1	**13.62**	109.5	**21.9**	68.1	**13.62**
		x	B4	y		**0**	578.5	**115.7**	1091.6	**218.32**	578.5	**115.7**	626.1	**125.22**
		y		z	44.5	**8.9**	49.9	**9.98**	76.8	**15.36**	49.9	**9.98**	76.8	**15.36**
Генератор	5	x	C1	y		**0**	41.29	**8.258**	56.1	**1.122**	41.29	**8.258**	2.97	**0.594**
		y		z	134.4	**26.88**	220.6	**44.12**	142.4	**28.48**	433.4	**86.68**	565.4	**113.08**
		z		x		**0**	-87.8	**17.56**	87.8	**-17.56**	-87.8	**17.56**		**0**
		x	C2	y		**0**	41.29	**8.258**	56.1	**1.122**	41.29	**8.258**	2.97	**0.594**
		y		z	134.4	**26.88**	135.5	**27.1**	142.4	**28.48**	-159.9	**-31.98**	-291.8	**-58.36**
		z		x		**0**	-87.8	**17.56**	87.8	**-17.56**	-87.8	**17.56**		**0**
		x	C3	y		**0**	17.34	**3.468**	56.1	**1.122**	17.34	**3.468**	2.97	**0.594**
		y		z	110.9	**22.18**	168.4	**33.68**	114.1	**22.82**	381.2	**76.24**	537.1	**107.42**
		z		x		**0**	-58.5	**11.7**	58.5	**-11.7**	-58.5	**11.7**		**0**
		x	C4	y		**0**	17.34	**3.468**	56.1	**1.122**	17.34	**3.468**	2.97	**0.594**
		y		z	110.9	**22.18**	83.3	**16.66**	114.1	**22.82**	-164.2	**-32.84**	-320.1	**-64.02**
		z		x		**0**	-58.5	**11.7**	58.5	**-11.7**	-58.5	**11.7**		**0**
Вывод	36	x	K	y		**0**	-75.8	**-2.1056**	-56.7	**-1.575**	-75.8	**-2.1056**	-56.7	**-1.575**
	45	y		z	55.9	**1.24222**	217.7	**4.83778**	217.7	**4.83778**	217.7	**4.83778**	217.7	**4.83778**
	36	z		x		**0**	-59.2	**1.64444**	-16.1	**0.44722**	-59.2	**1.64444**	-16.1	**0.44722**
Ввод	16		D	y		**0**	275.5	**17.2188**	4058.2	**253.638**	275.5	**17.2188**	298.1	**18.6313**

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

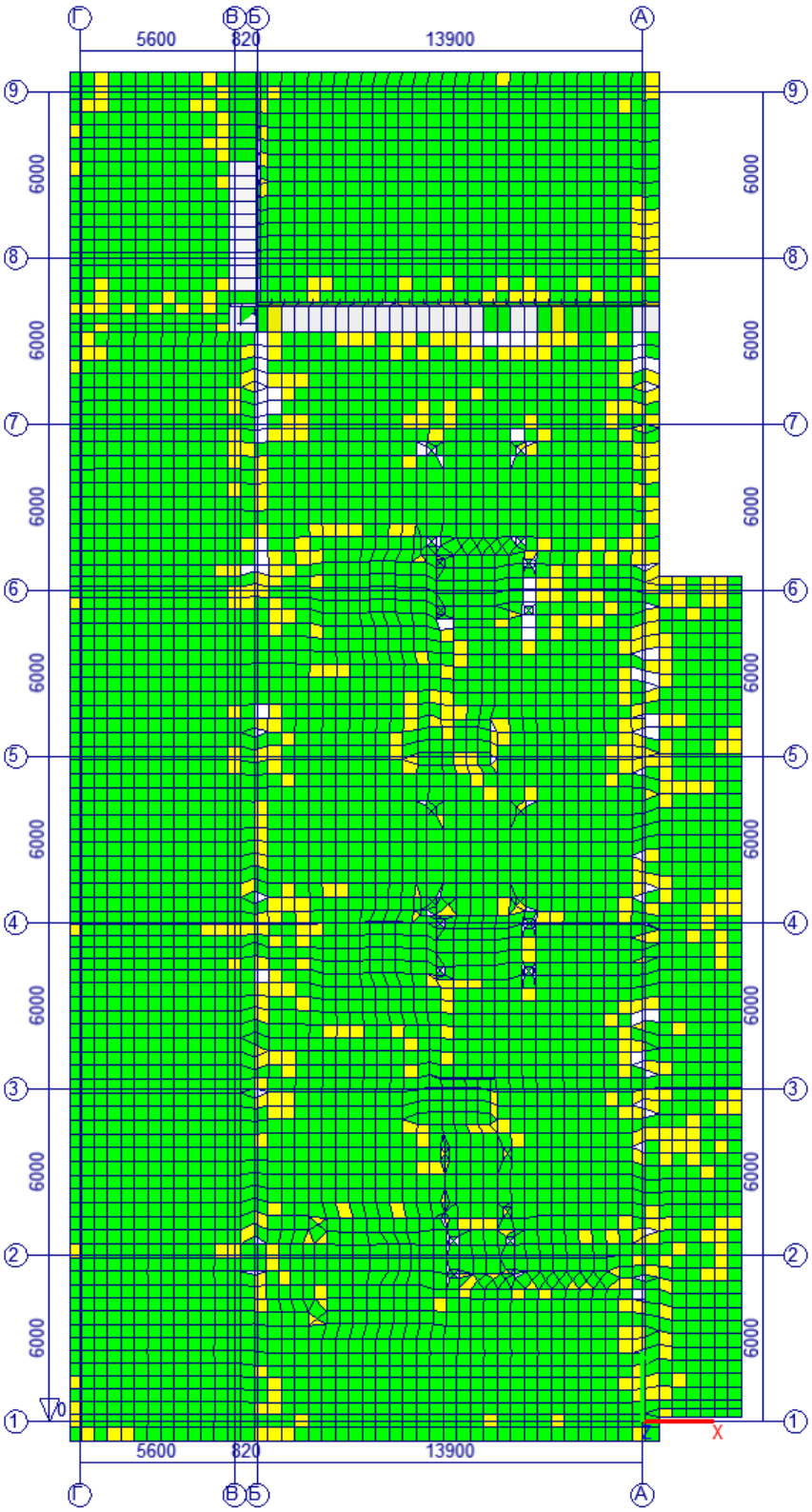
Нагрузки от маленькой гидравлической установки

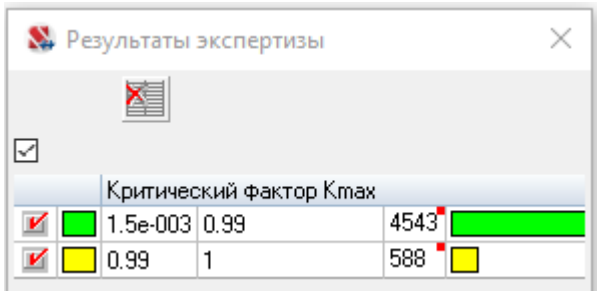
	кол-во узлов приложения нагрузки в SCAD	ось действия силы исход	Точка приложения силы	ось действия силы SCAD	Собственный вес без воды, кН		Нормальный режим работы, кН		Аварийная остановка, кН		Короткое замыкание, кН		Ошибка синхронизации, кН	
					исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD	исход	на узел SCAD
Вес клапана	1	y	A	z	14.7	14.7	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4
Турбина	5	x	B1	y		0	225.1	45.02	430.9	86.18	225.1	45.02	243.1	48.62
		y		z	20.7	4.14	11.3	2.26	29.6	5.92	11.3	2.26	29.6	5.92
		x	B2	y		0	257.2	51.44	378.8	75.76	257.2	51.44	277.9	55.58
		y		z	13.6	2.72	37.8	7.56	19.4	3.88	37.8	7.56	19.4	3.88
		x	B3	y		0	257.2	51.44	378.8	75.76	257.2	51.44	277.9	55.58
		y		z	13.6	2.72	37.8	7.56	19.4	3.88	37.8	7.56	19.4	3.88
		x	B4	y		0	225.1	45.02	430.9	86.18	225.1	45.02	243.1	48.62
		y		z	20.7	4.14	11.3	2.26	29.6	5.92	11.3	2.26	29.6	5.92
Генератор	5	x	C1	y		0	21.17	4.234	4.08	0.816	21.17	4.234	2.23	0.446
		y		z	79.8	15.96	125.2	25.04	85.1	17.02	24.0	48	312.9	62.58
		z		x		0	-4.2	8.4	4.2	-8.4	-4.2	8.4		0
		x	C2	y		0	21.17	4.234	4.08	0.816	21.17	4.234	2.23	0.446
		y		z	79.8	15.96	79.3	15.86	85.1	17.02	-77.9	-15.58	-150.8	-30.16
		z		x		0	-4.2	8.4	4.2	-8.4	-4.2	8.4		0
		x	C3	y		0	9.22	1.844	4.08	0.816	9.22	1.844	2.23	0.446
		y		z	67.4	13.48	98.3	19.66	70.2	14.04	213.1	42.62	298	59.6
		z		x		0	-28	5.6	28	-5.6	-28	5.6		0
		x	C4	y		0	9.22	1.844	4.08	0.816	9.22	1.844	2.23	0.446
		y		z	67.4	13.48	52.4	10.48	70.2	14.04	-80.9	-16.18	-165.7	-33.14
		z		x		0	-28	5.6	28	-5.6	-28	5.6		0
Вывод	25	x	K	y		0	-49.5	-1.98	-45.3	-1.812	-49.5	-1.98	-45.3	-1.812
	18	y		z	20.6	1.14444	97.1	5.39444	97.1	5.39444	97.1	5.39444	97.1	5.39444
	25	z		x		0	-29.1	1.164	-9.6	0.384	-29.1	1.164	-9.6	0.384
Ввод	8		D	y		0	107.2	13.4	1578.4	197.3	107.2	13.4	115.8	14.475

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

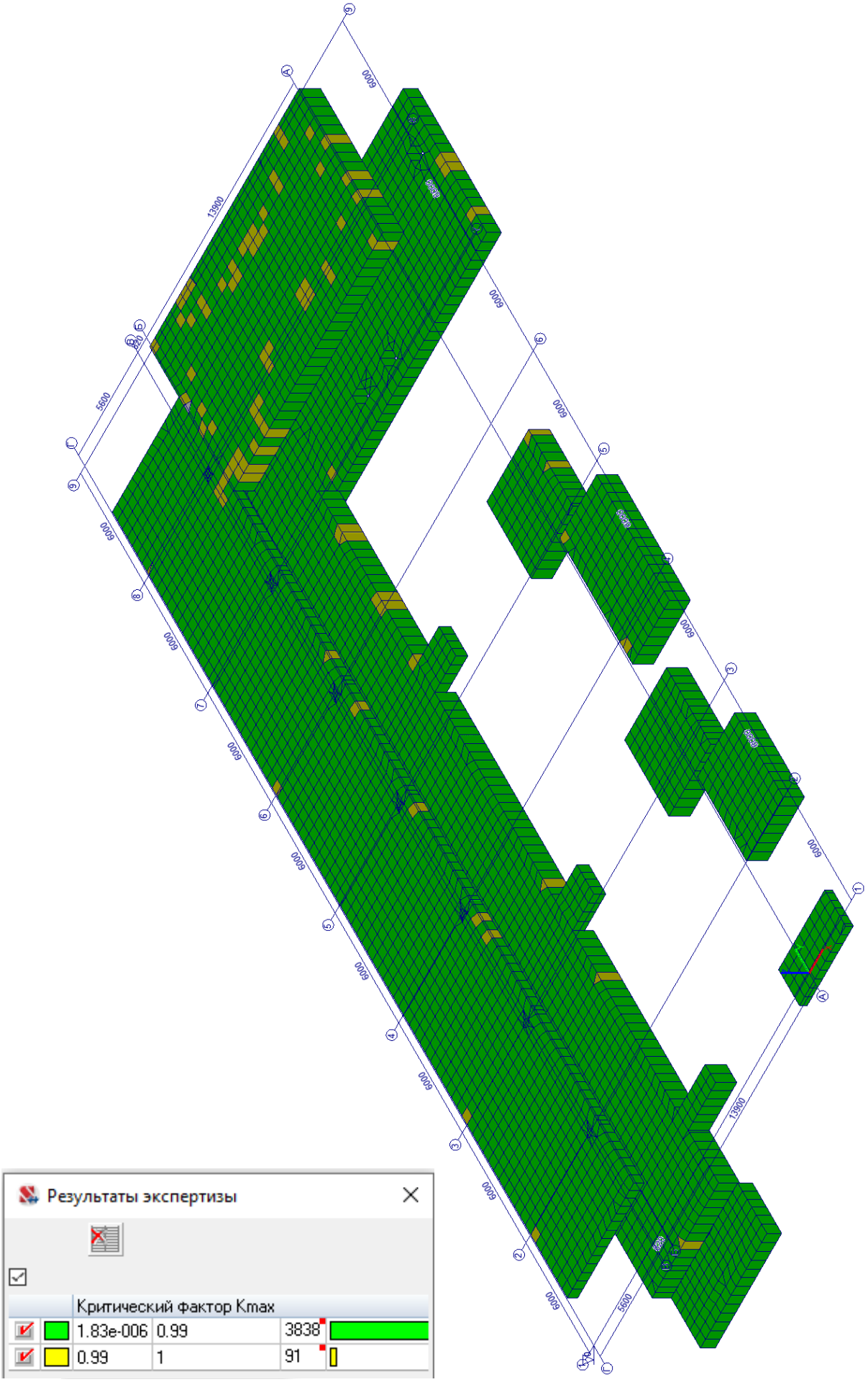
005-014-2021-РР

7.3. Результаты проверки элементов подземной части на расчетные сочетания усилий (РСУ)





Проверка плит основания



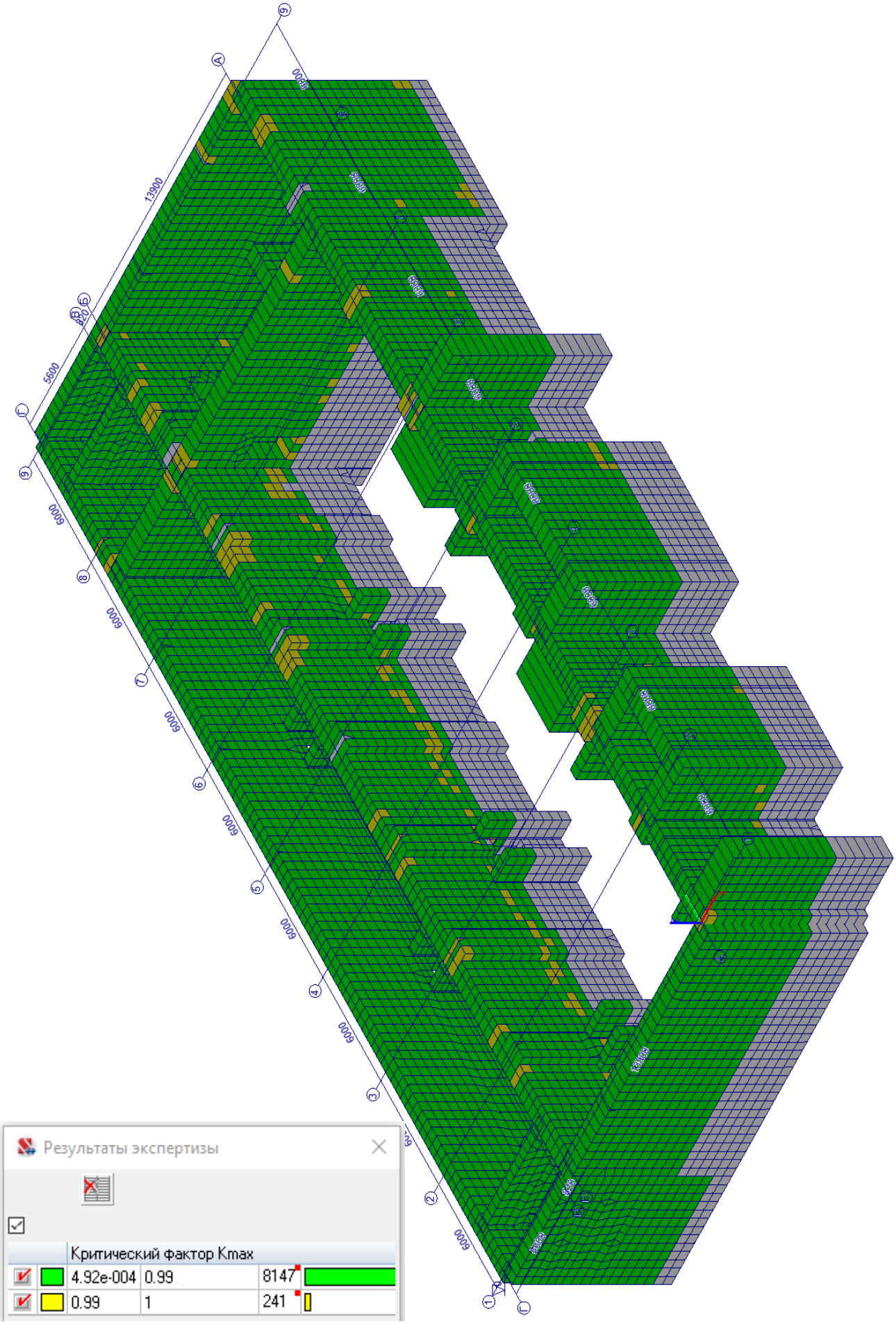
Проверка перекрытий

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 75

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл



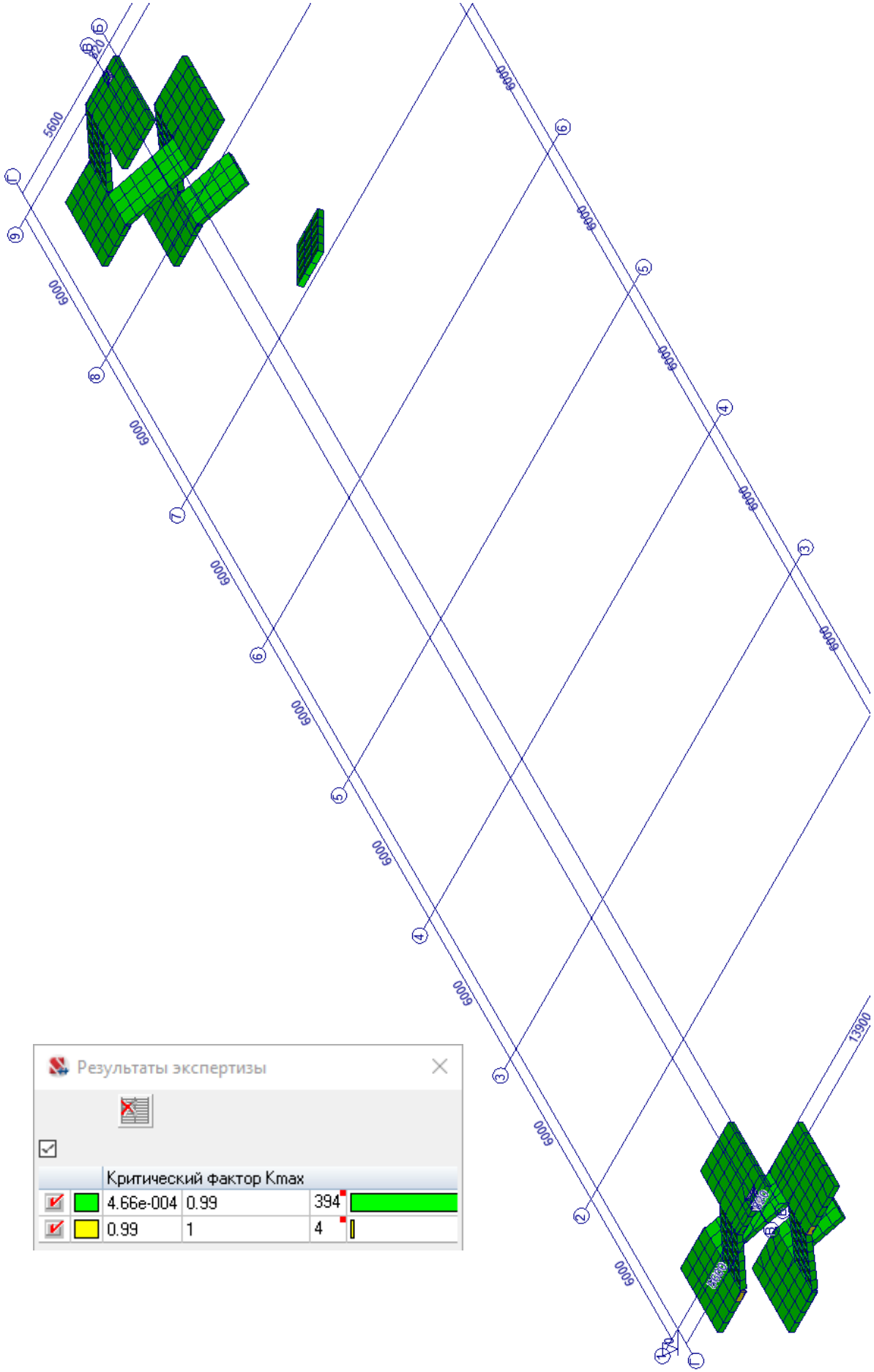
Проверка стен

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата	005-014-2021-РР	Лист 76

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Результаты экспертизы

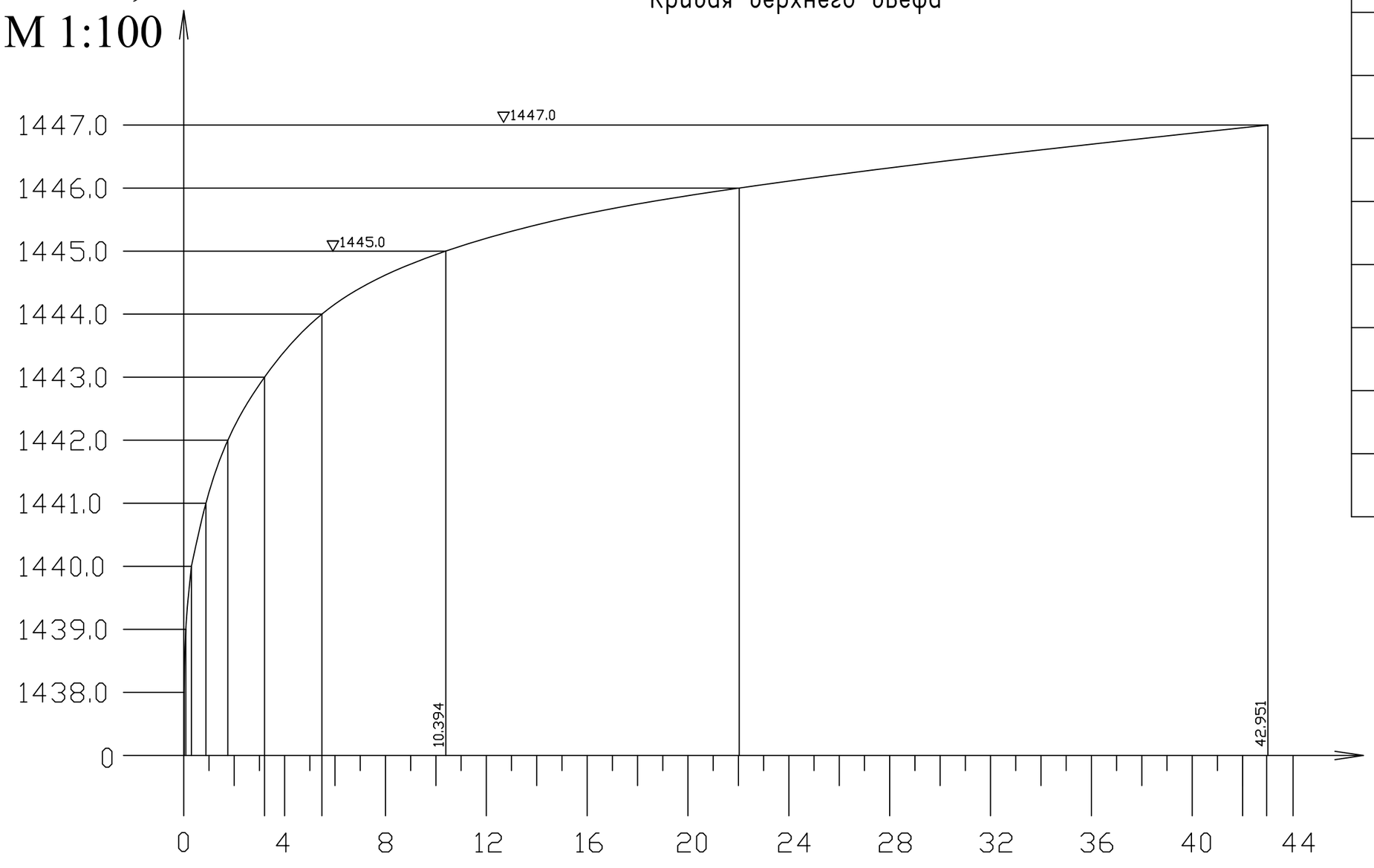
		Критический фактор Kmax			
☑		4.66e-004	0.99	394	
☑		0.99	1	4	

Проверка лестниц

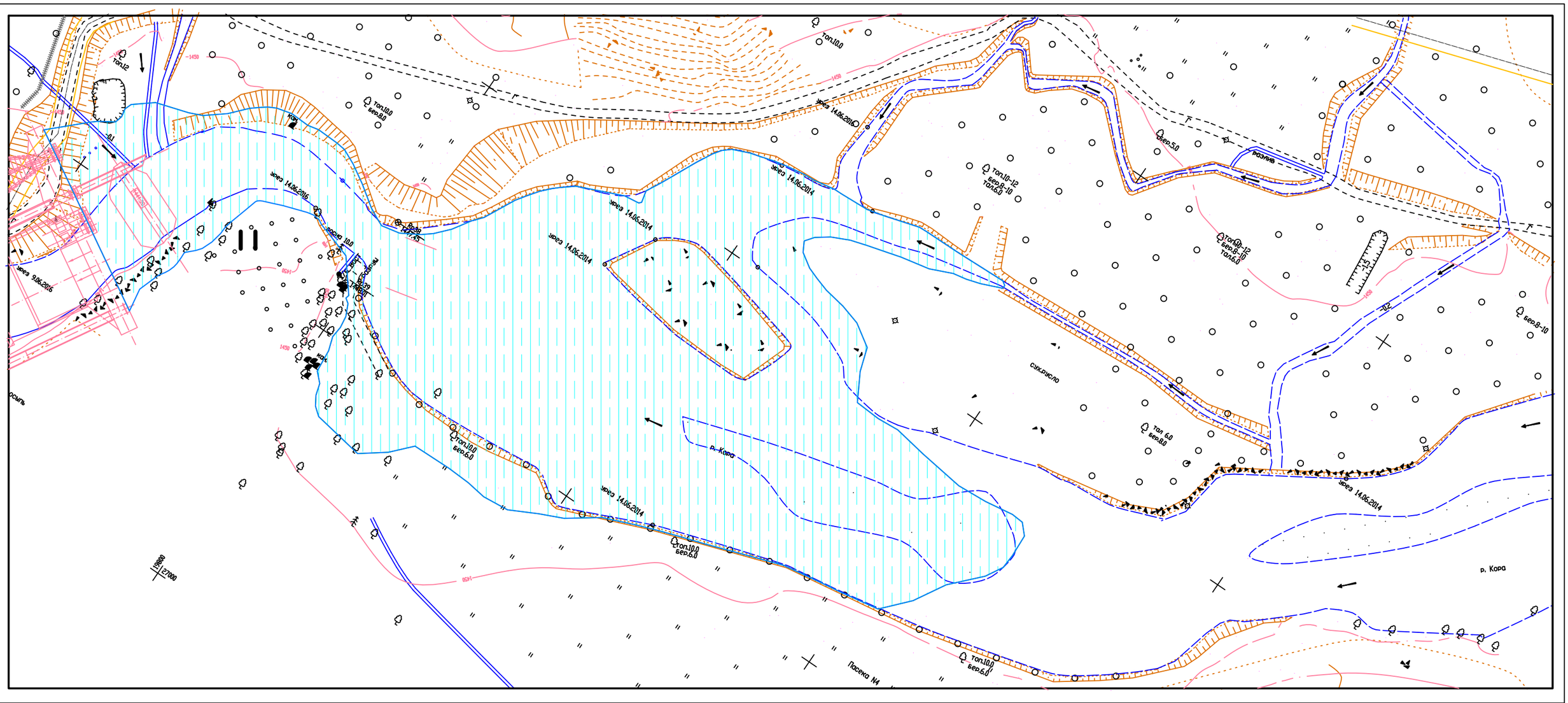
ПРИЛОЖЕНИЕ 5

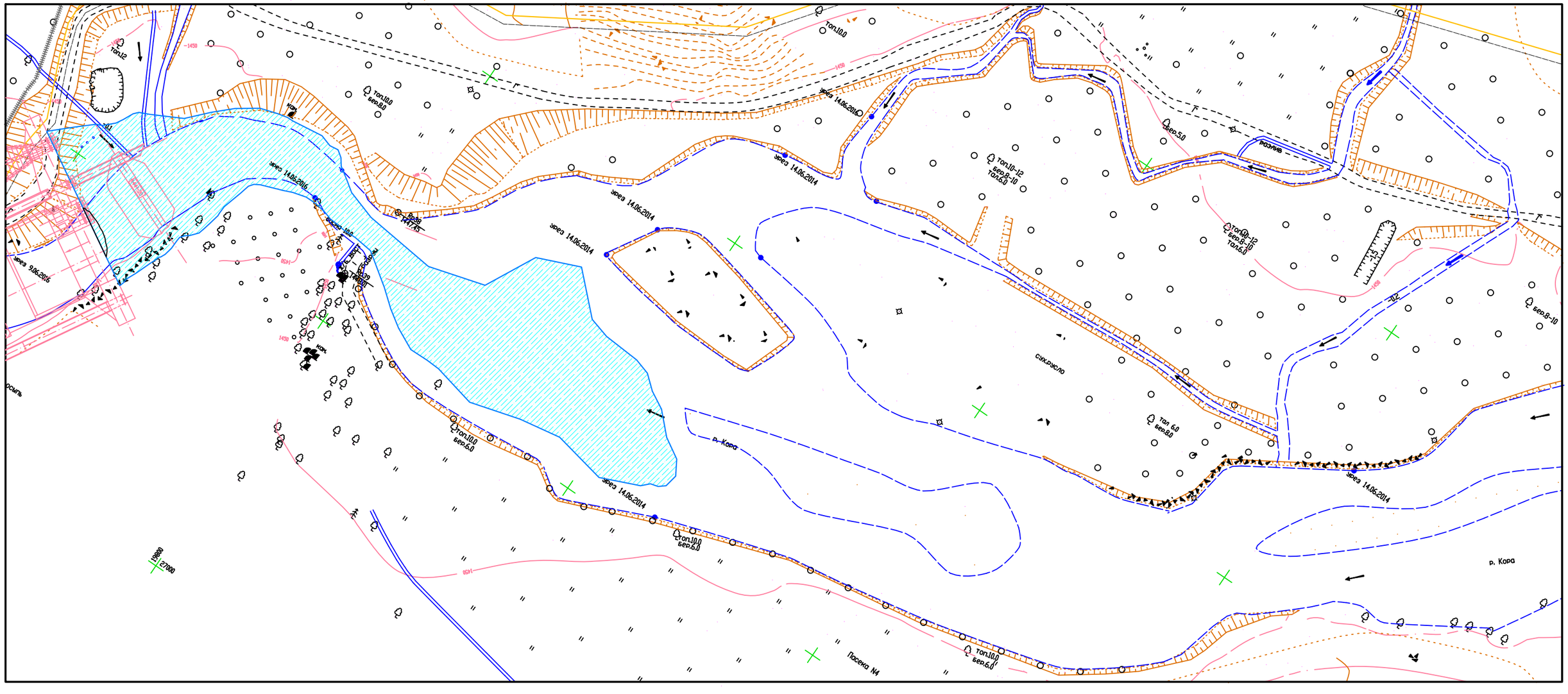
Кривая наполняемости водохранилища и зона выклинивания

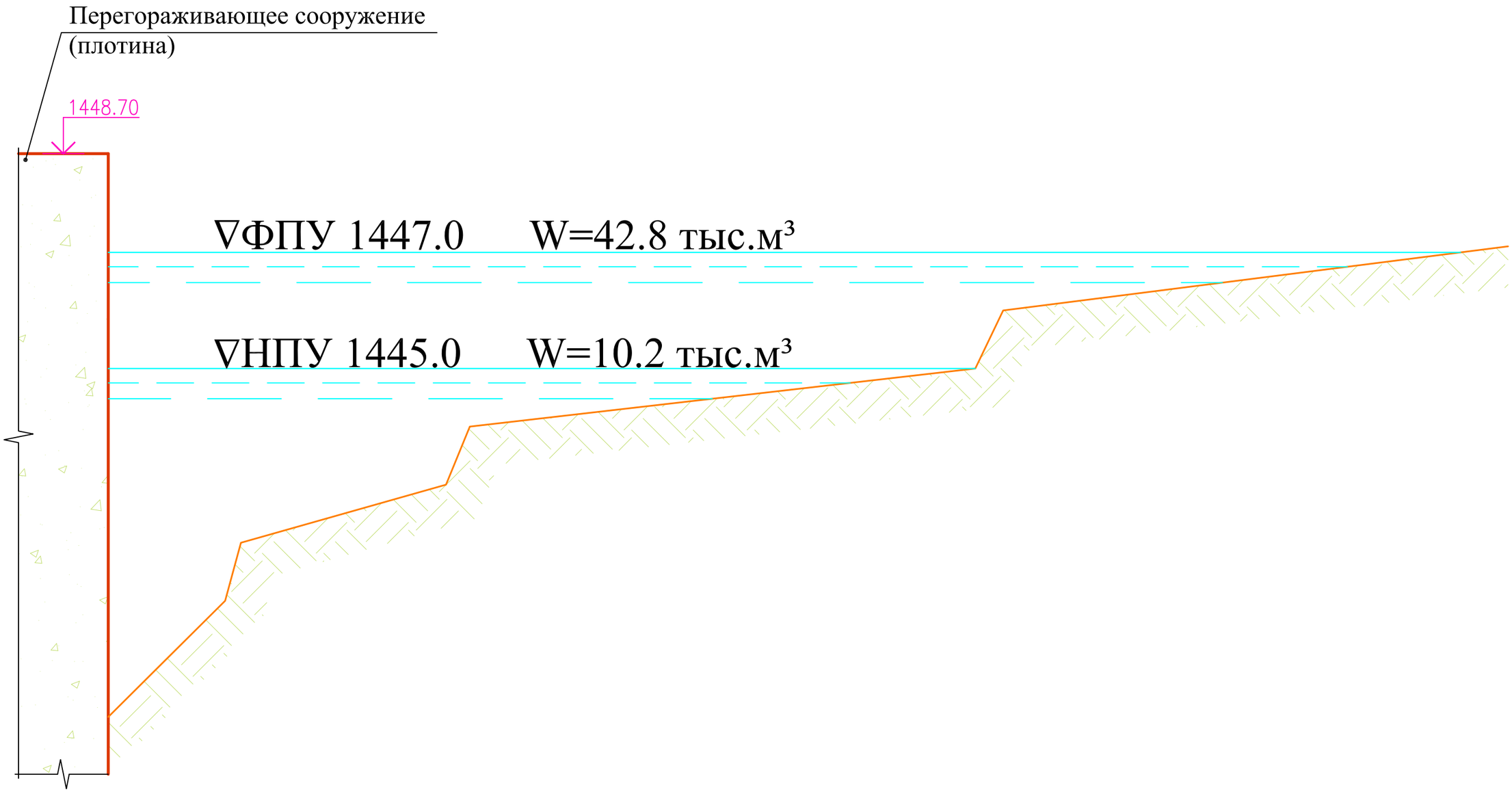
Кривая верхнего бьефа



Отметка, м	Объем водо-хранилища, тыс.м3
1438	0.017
1439	0.079
1440	0.304
1441	0.879
1442	1.746
1443	3.203
1444	5.477
1445	10.394
1446	22.033
1447	42.951

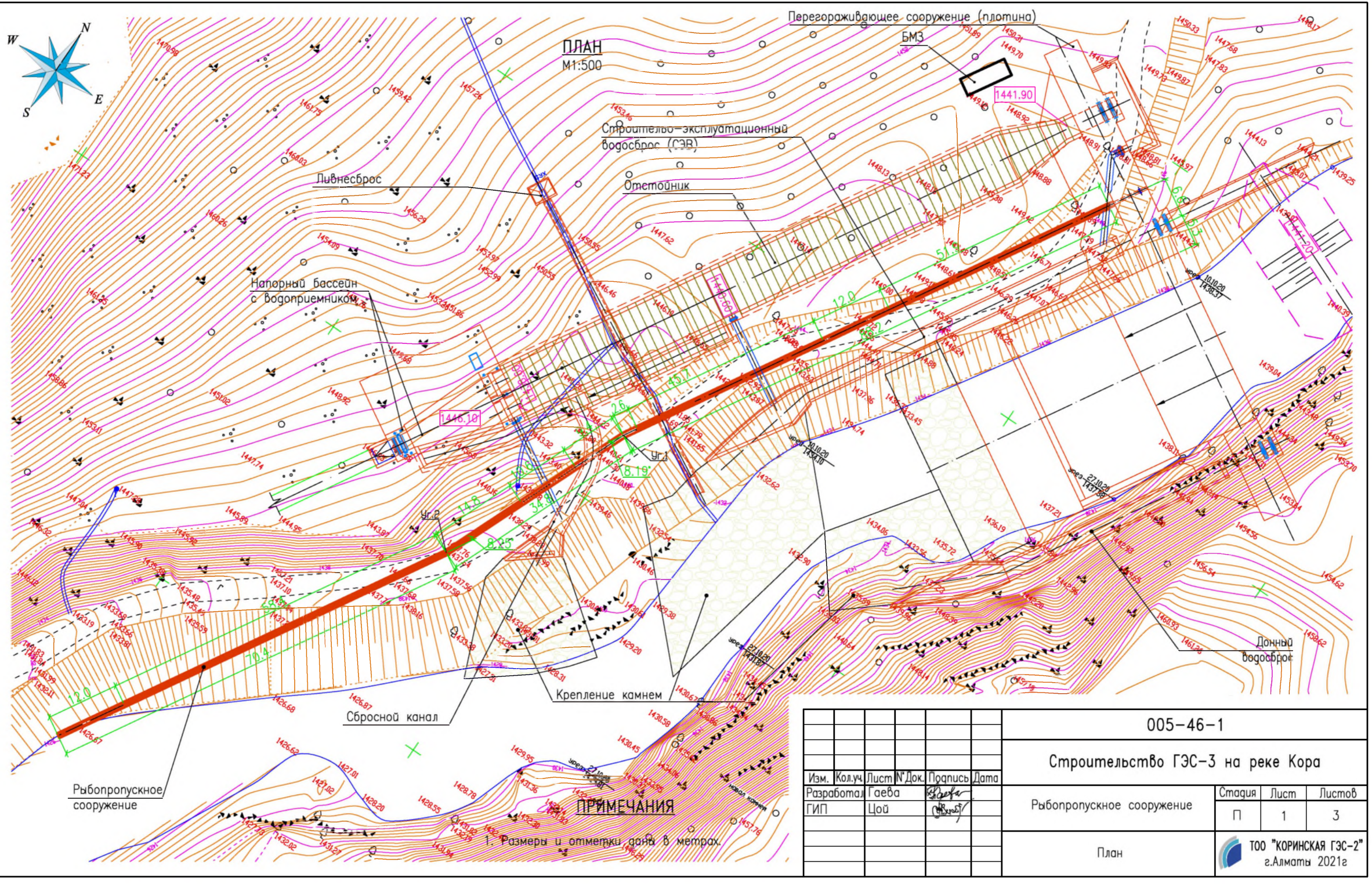

Тол.12
Тол.10.0
бер.8.0
Тол.10.0
Тол.10-12
бер.8-10
Тол.6.0
бер.5.0
Тол.10-12
бер.8-10
Тол.6.0
бер.8-10
Тол 6.0
бер.8.0
Тол.10.0
бер.6.0
Тол.10.0
бер.6.0
Тол.10.0
бер.6.0
Тол.10.0
бер.6.0
р. Кора
р. Кора
Посека N4
сух.русло
ВЛ 27000


Ton.10.0
Ton.12
Ton.10.0
бер.8.0
Ton.10.0
бер.6.0
Ton.10-12
бер.8-10
ТОЛ.5.0
Ton.10-12
бер.8-10
ТОЛ.6.0
Тол 6.0
бер.8.0
Ton.10.0
бер.6.0
Ton.10.0
бер.6.0
бер.5.0
бер.8-10
эрез 14.06.2014
эрез 14.06.2014
эрез 14.06.2014
эрез 14.06.2014
эрез 14.06.2014
эрез 14.06.2014
эрез 9.06.2016
эрез 14.06.2016
эрез 14.06.2016
р. Кора
р. Кора
Посека №4
ось
ось
ось


Перегораживающее сооружение
(плотина)
1448.70
∇ФПУ 1447.0
W=42.8 тыс.м³
∇НПУ 1445.0
W=10.2 тыс.м³

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

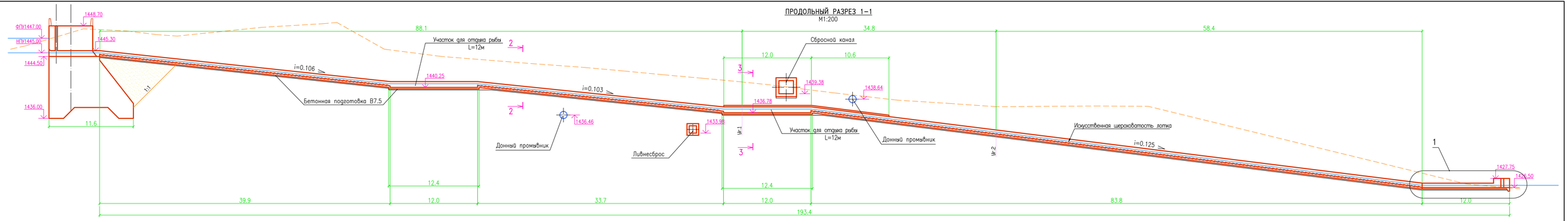
Рыбозащитное и рыбопропускное сооружения



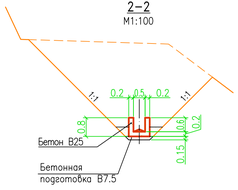
						005-46-1	
						Строительство ГЭС-3 на реке Кора	
Изм.	Кол.уч	Лист	N Док.	Подпись	Дата		
Разработал		Гаева				Рыбопропускное сооружение	Стадия: П; Лист: 1; Листов: 3
ГИП		Цой					
						План	ТОО "КОРИНСКАЯ ГЭС-2" г.Алматы 2021г

Согласовано
Главный геолог Манжосов
Взам. инв. N
Подпись и дата
Подпись N подл.

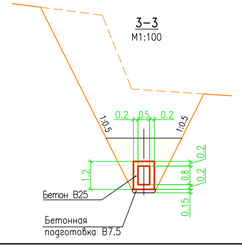
ПРОДОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ 1-1
M1:200



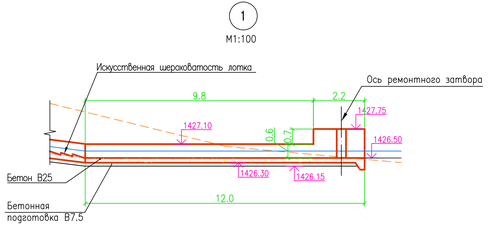
2-2
M1:100



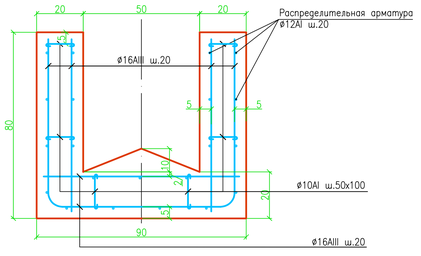
3-3
M1:100



1
M1:100



Принципиальная схема армирования (см)
M1:10



ВЕДОМОСТЬ ОБЪЕМОВ РАБОТ

N	Наименование работ	Ед. изм.	Объем	Примечание
1	Выемка, в том числе:	$т.м^3$	6.25	
	нескальный грунт		4.38	
	скальный грунт		1.87	
2	Обратная засыпка местным грунтом	$т.м^3$	0.40	
3	Бетонная подготовка В7.5	$т.м^3$	0.04	
4	Монолитный железобетон В25	$т.м^3$	0.125	
5	Арматура	т	11.7	
6	Промазка битумом за 2 раза	$м^2$/кг	6/12	Деформационные швы
7	Механическое оборудование:	т	2.50	
	а)гидромеханическое оборудование	т	1.00	
	б)гидротехнические металлоконструкции	т	1.20	
	в)подъемные механизмы	т	0.30	

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Размеры и отметки даны в метрах.

						005-46-1	
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Строительство ГЭС-3 на реке Кора	
Разработал	Гарбуз					Рыбопропускное сооружение	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
ГИП	Цой						
						Продольный разрез 1-1 Сечения 2-2, 3-3. Узел 1	ТОО "КОРИНСКАЯ ГЭС-3" г.Алматы 2021г

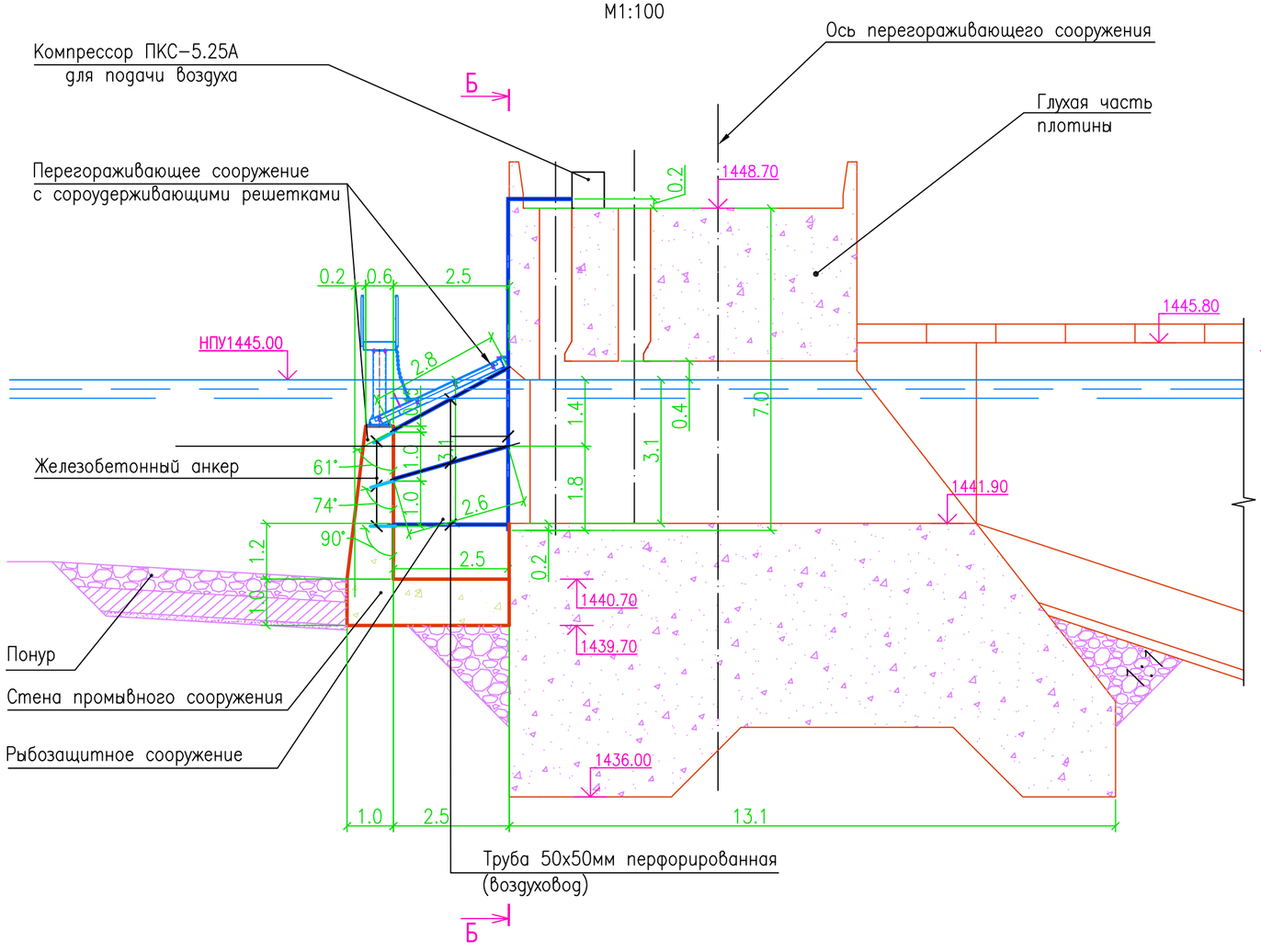
Согласовано: Главный инженер проекта Мамиконов

Взам. инв. N

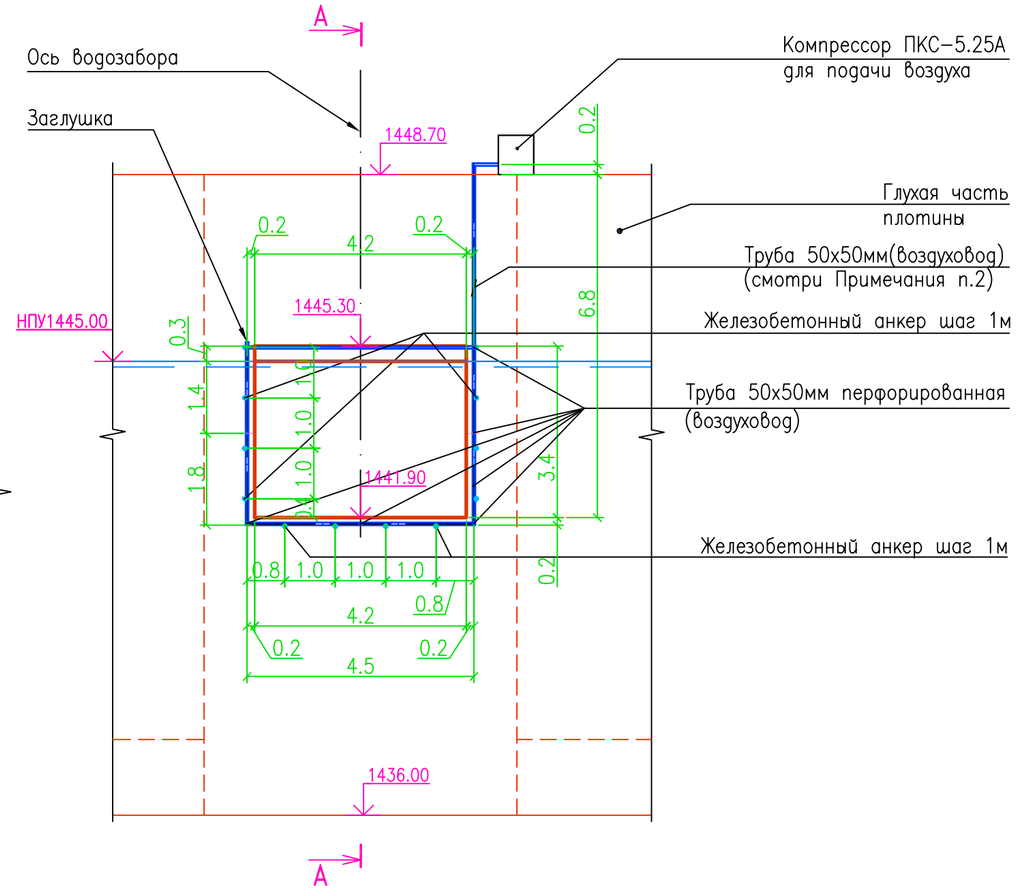
Подпись и дата

Инв. N подл.

А–А
М1:100



Б–Б
М1:100



ПРИМЕЧАНИЯ

1. Размеры даны в сантиметрах, отметки в метрах.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разработал		Гаева			
ГИП		Цой			

005–46–1

Строительство ГЭС–3 на реке Кора

Перегораживающие сооружение (плотина). Водозабор Рыбозащитное сооружение

Стадия	Лист	Листов
П	3	

Сечения А–А, Б–Б

ТОО "КОРИНСКАЯ ГЭС–2"
г.Алматы 2021г

Согласовано
Главный геолог
Взам. инв. N
Подпись и дата
Инв N подл.

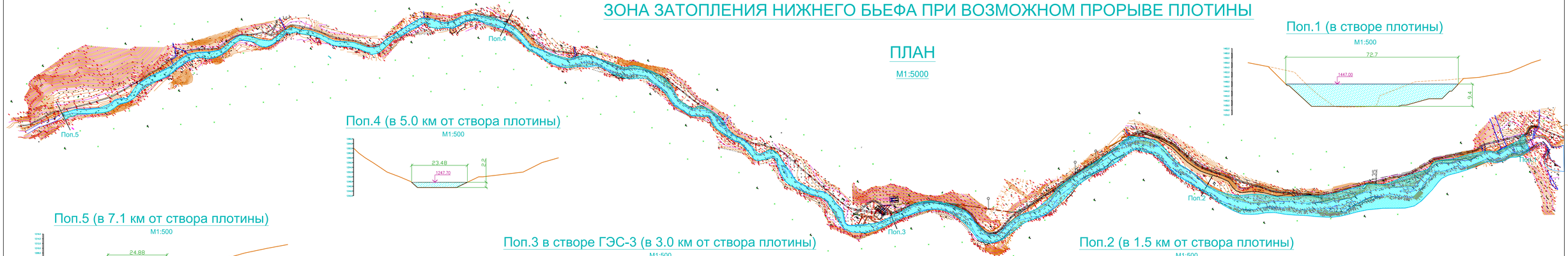
ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Зона затопления нижнего бьефа при возможном прорыве плотины

ЗОНА ЗАТОПЛЕНИЯ НИЖНЕГО БЬЕФА ПРИ ВОЗМОЖНОМ ПРОРЫВЕ ПЛОТИНЫ

ПЛАН

М1:5000



Поп.1 (в створе плотины)

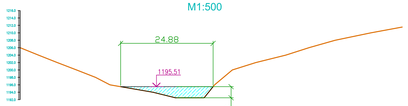
М1:500

Поп.4 (в 5.0 км от створа плотины)

М1:500

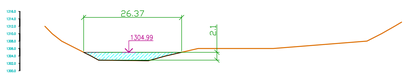
Поп.5 (в 7.1 км от створа плотины)

М1:500



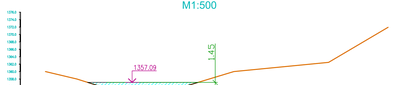
Поп.3 в створе ГЭС-3 (в 3.0 км от створа плотины)

М1:500

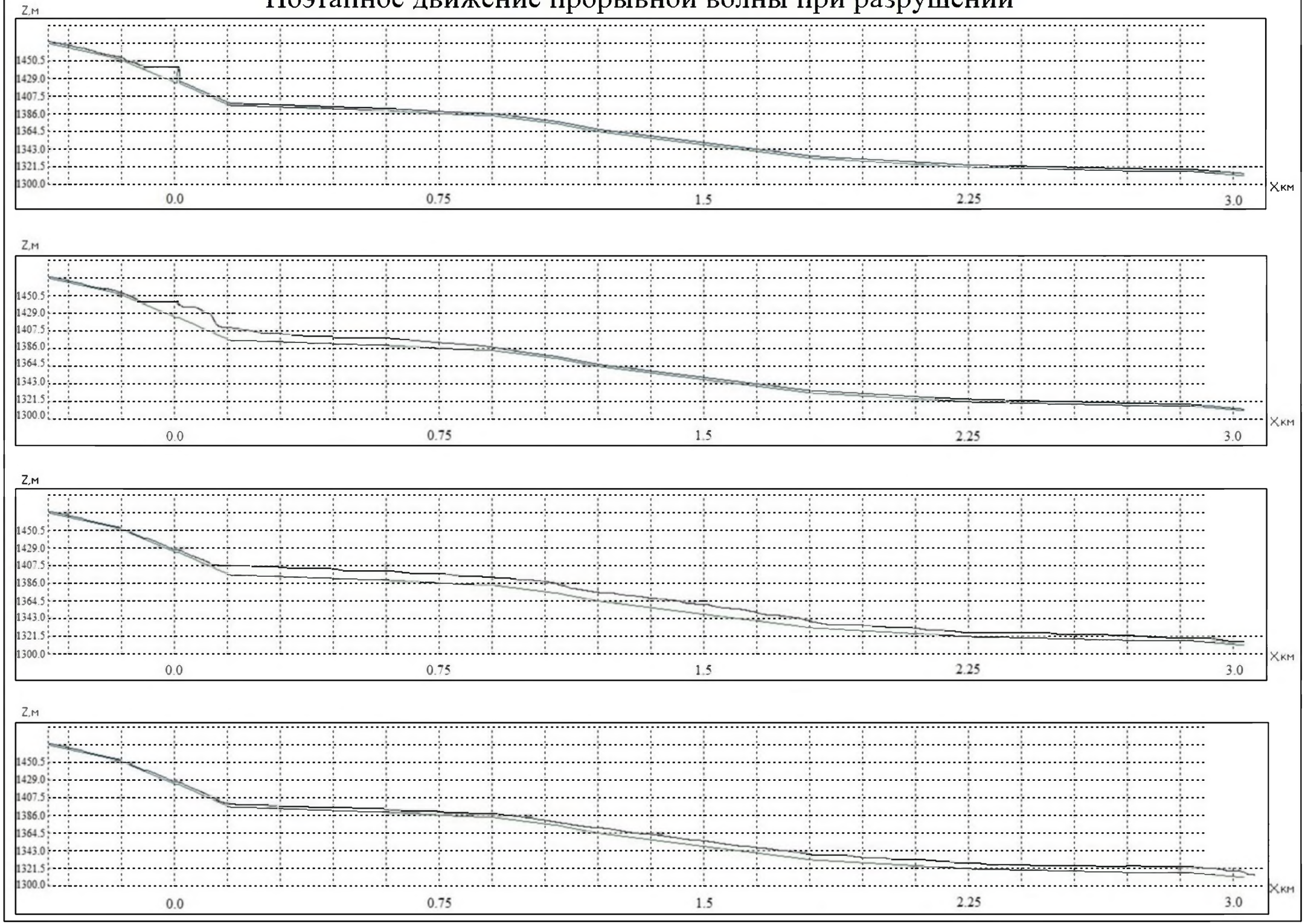


Поп.2 (в 1.5 км от створа плотины)

М1:500



Поэтапное движение прорывной волны при разрушении



ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Сводная ведомость объемов работ

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Перегораживающее сооружение (плотина), водозаборное сооружение с рыбозащитой	Строительно-эксплуатационный водосброс (СЭВ)	Донный водосброс	Отстойник с промывным каналом	Напорный бассейн с водоприемником	Напорный трубопровод	Напорный тунель	Развилка	Здание станции с пристройкой	Сопрягающий участок	Отводящий канал	Рыбопропускное сооружение	Ливнесбросы	Верховая перемычка	Всего
1	**Земляные работы:**																
1.1.	Снятие плодородного слоя t=0,5м	т.м3	0,86	0,36	0,05	1,40	0,08	16,78	0,28	1,00	0,97	0,16	0,36	0,22	0,34		**22,86**
1.2.	Открытая выемка нескальная	т.м3	316,41	6,78	0,91	26,64	1,43	318,78	5,32	18,38	18,41	2,96	6,89	4,16	6,55		**733,62**
1.3.	Открытая выемка скальная	т.м3	11,51	4,76	0,64	0,30	1,01	146,67	8,70	13,84	12,92	2,08	4,83	1,87	4,60		**213,73**
1.4.	Буровзрывные работы	т.м3	11,51	4,76	0,64	0,30	1,01	146,67	8,70	13,84	12,92	2,08	4,83	1,87	4,60		**213,73**
1.5.	Подземная выломка с БВР	т.м3							4,45								**4,45**
1.6.	*Качественная насыпь:*																
	-суглинок	т.м3	0,6													0,15	**0,75**
	-из мест. материала	т.м3	0,4					39,25									**39,65**
	-камень	т.м3	0,5	1,53	0,41	0,43							0,07			0,83	**3,77**
	-гравийная подготовка	т.м3	0,11					34,94									**35,05**
	-песок	т.м3						1,42									**1,42**
1.7.	*Обратная засыпка:*																
	-из мест. материала	т.м3	0,92	1,48	0,43	8,15	0,31			9,28	10,85	0,55	0,8	0,4	5,62		**38,79**
	-гравийная	т.м3						52,97									**52,97**
1.9.	Востановление плодородного слоя	т.м3	0,86	0,36	0,05	1,40	0,08	16,78	0,28	1,00	0,97	0,16	0,36	0,22	0,34		**22,86**
	Итого:	**т.м3**	**343,68**	**20,03**	**3,13**	**38,62**	**3,92**	**774,26**	**27,73**	**57,34**	**57,04**	**7,99**	**18,14**	**8,74**	**22,05**	**0,98**	**1383,65**
2	**Бетонные работы:**																
2.1.	Бутобетон В20 (70% камень бутовый, 30% бетон В20)	т.м3	2,57														**2,57**
2.2.	Открытый монолитный ж/бетон В25	т.м3	10,845	0,22	0,14	3,98	0,6	2,133	0,1	1,05	5,247	0,297	1,28	0,125	0,48		**26,50**
2.3.	Открытый сборный ж/бетон	т.м3		0,24	0,07	0,5											**0,81**
2.4.	Открытый фибробетон В25	т.м3	0,18														**0,18**
2.5.	Открытый фиброжелезобетон В25	т.м3	0,1														**0,10**
2.6.	Подземный ж/бетон В25	т.м3							2,7								**2,70**
2.7.	Бетон В7,5	т.м3	0,08	0,06	0,022	0,32	0,06	0,27	0,22	0,07	0,7	0,07	0,29	0,04	0,08		**2,28**
	Арматура монолитного ж/бетон	т.	290	16,7	11,9	205,08	20,42	196,7	75	105,99	350	16,5	84,54	11,7	16,5		**1401,00**
	Арматура сборного ж/бетон	т.		24,5	17,06	2,9											**44,46**
	Итого (бетонные работ):	т.м3	**13,78**	**0,52**	**0,23**	**4,80**	**0,66**	**2,40**	**3,02**	**1,12**	**5,95**	**0,37**	**1,57**	**0,17**	**0,56**	**0,00**	**35,14**
3	**Технологическое оборудование и металлоконструкции:**																
3.1.	Гидросиловое оборудование	т.									267						**267,00**
3.2.	Механическое оборудование:																
	а) гидромеханическое оборудование	т.	6,25	6	6	2,5	15				4,5		3	1			**44,25**
	б) гидротехнические	т.	32,8	8	8	3	17			58,6	9,5		3	1,2			**141,10**
	в) подъемные механизмы	шт	3	2	2	1	3				2		1	1			**15,00**
		т.	1,7	2	2	1	13				8,6		0,6	0,3			**29,20**
3.3.	Стеклопластиковая труба Ø2,8м	п.м.						2165									2165
3.4.	Труба металлическая Ø2,8м	т.						250									**250,00**
	Итого металлоконструкций:	т.	**40,75**	**16,00**	**16,00**	**6,50**	**45,00**	**250,00**	**0,00**	**58,60**	**289,60**	**0,00**	**6,60**	**2,50**	**0,00**	**0,00**	**731,55**
4	**Прочие:**																
4.1.	*Деформационный шов:*																
	а) профилированная резина t=8-10мм, b=0.3м	п.м.	84														84
	б) заполнение шва, мастика "Хамаст"	т	4,8														4,8
	в) мастика "лахта"	м3	111,6														111,6
	г) обмазочная гидроизоляция в 2 слоя	м2	100											6			106
4.2.	Набрызгбетон кл Bt 2.4 t=10см	т.м2							5,4								5,4
		м3							540								540
4.3.	Арки	шт							141								141,00
		т.							36,8								36,80
4.4.	Анкеры Ø25 AII, L=2.2м, шаг 1,5х1,5м	шт							1251,5								1251,50
		т.							10,6								10,60
4.5.	Заполнительная цементация	т.м2							2,83								2,83
		м3							230,928								230,928
4.6.	Глубинная цементация h=10м	п.м.	588														588
4.7.	Укрепительная цементация h=2,5м	т.м.							1,9								1,9
4.8.	Площадная цементация	пм/т.м2	774/1,05														774/1,05
4.9.	Кубатура верхнего строения здания и пристройки	т.м3									10,5						10,5
4.10.	Труба 1020х10 ГОСТ 10704-91 В-Ст3сп 10706-76	п.м.	22			38											60,00
		т	5,48			9,47											14,95
4.11.	Стальная облицовка Б-ПН-0-16 ГОСТ 19903-74 Ст3пс ГОСТ 14637-89	м2		284	213	140,4											637,40
		т.		35,67	26,75	17,64											80,06
4.12.	Армосетка Ø16 AII, шаг 20х20см	т							103,1								103,1
4.13.	Геомембранная пленка	м2									1350						1350

Взам. инв. N | Подпись и дата | Подпись N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N*Док.	Подпись	Дата
Разработал		Гаева			
Проверил		Цан			
ГИП		Цой			
Согласовал		Немытов			

005-2021-ОПЗ

Строительство ГЭС-3 на реке Кора

Сводная ведомость объемов работ

Стадия	Лист	Листов
П	1	

ТОО "АСПМК-519" г.Алматы 2021г.