ВЕДОМОСТЬ РАБОЧИХ ЧЕРТЕЖЕЙ ОСНОВНОГО КОМПЛЕКТА

Лист	Обозначение	Наименование	Примечание
1	R3.TG11.3001.011.01.00.001	Общие данные	Изм.1(Зам.)
2	R3.TG11.3018.011.01.00.001	Технологическая схема	
3	R3.TG11.3009.011.01.00.001	План на отм. +13.200	Изм.1(Зам.)
4	R3.TG11.3009.011.01.00.002	План на отм. +19.340 и +25,700 в осях I-III-II	Изм.1(Зам.)
5	R3.TG11.3009.011.01.00.003	План на отм. +19.340 и +25,700 в осях I-II	
6	R3.TG11.3009.011.01.00.004	План на отм. +20.700	
7	R3.TG11.3010.011.01.00.001	План расположения опор на отм. +13.27	Изм.1(Зам.)
8	R3.TG11.3010.011.01.00.002	План расположения опор на отм. +19.340 и +25,700 в осях IV-III-II	Изм.1(Зам.)
9	R3.TG11.3010.011.01.00.003	План расположения опор на отм.+19.340 и +25,700 в осях I-II	
10	R3.TG11.3010.011.01.00.004	План расположения опор на отм. +20.700	
11-13	R3.TG11.3077.011.01.00.001	Ведомость блоков и деталей (начало)	Изм.1(Зам.)
14.15	R3.TG11.3013.011.01.00.001	Ведомость опор (начало)	Изм.1(Зам.)
16	R3.TG11.3078.011.01.00.001	Ведомость изометрических чертежей	Изм.1(Зам.)
17-110	R3.TG11.3072.011.01.00.001-R3.TG11.3072.011.01.00.078	Изометрические чертежи	Общие указания п.34
111-167	R3.TG11.3012.011.01.00.001-R3.TG11.3012.011.01.00.057	Опоры	Общие указания п.34
168-180	R3.TG11.3071.011.01.00.001-R3.TG11.3071.011.01.00.013	Проходки	Общие указания п.34
181, 182	R3.TG11.3012.011.01.00.058-R3.TG11.3012.011.01.00.059	Опоры	Изм.1(Нов.)
183, 184	R3.TG11.3071.011.01.00.014-R3.TG11.3071.011.01.00.015	Проходки	Изм.1(Нов.)
185	R3.TG11.3013.011.01.00.001	Ведомость опор (окончание)	Изм.1(Нов.)
186	R3.TG11.3077.011.01.00.001	Ведомость блоков и деталей (окончание)	Изм.1(Нов.)
187	R3.TG11.3077.011.01.00.002	Корректировка блоков	Изм.1(Нов.)

СВОДКА МАСС ТРУБОПРОВОДОВ

Обозначение трубопровода	Наименование трубопровода	Масса трубопроводов, кг			Примечание
		в том числе			
		детали трубопроводов	арматура и электропри-воды	нормализо-ванные узлы опор и металл для крепления	
I	Трубопроводы расхолаживания бассейна выдержки (напор)	11471.16	-		
II	Сливные трубопроводы бассейна выдержки и трубопроводы перелива	13618.81	2839.20		
III	Трубопроводы заполнения бассейна выдержки	426.56	7.65		
IV	Трубопроводы локализующих групп	668.99	2252.50		
V	Трубопроводы локализующих групп	1068.92	2654.00	2981.94	
VI	Трубопроводы локализующих групп	4.56	310.00		
VII	Трубопроводы перелива	5831.81	584.05		
VIII	Трубопроводы дренажей и воздушников после запорной арматуры	229.77	-		
IX	Трубопроводы внутри отсеков бассейна выдержки	4881.65	-		
X	Арматура 3TG20S(10-18) (3TG11Z25)	-	360.00		
	Монтажные вставки	796.93	-		
	Труба для контрольных сварных соединений	331.20	-		
	Итого:	39330.36	9007.40	2981.94	
	Всего:	51319.7			

ХАРАКТЕРИСТИКА ТРУБОПРОВОДОВ

Таблица 1

Обозначение трубопровода	Наименование трубопровода	Среда	Подвижность	Рабочие параметры: Давление, МПа	Рабочие параметры: Температура, °С	Параметры гидро/пневмо испытаний: Давление, МПа	Параметры гидро/пневмо испытаний: Минимальная температура стенки, °С	Примечание
I	Трубопроводы расхолаживания бассейна выдержки (напор) (3TG11Z15, 3TG11Z18, 3TG11Z19, 3TG11Z20, 3TG11Z24, 3TG11Z14, 3TG12Z17, 3TG12Z19, 3TG12Z20, 3TG12Z21, 3TG12Z26, 3TG13Z11, 3TG13Z14, 3TG13Z15, 3TG13Z16, 3TG13Z19)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПНАЭГ 7-008- 89	0.54	90	0.83	≥5	смотри п.12
II	Сливные трубопроводы бассейна выдержки и трубопроводы перелива (3TG11Z21, 3TG12Z22, 3TG12Z24, 3TG13Z17, 3TG20Z13, 3TG20Z17, 3TG20Z18, 3TG21Z36, 3TG21Z39, 3TG21Z41, 3TG21Z45, 3TG21Z47, 3TG21Z52, 3TG21Z53, 3TG21Z54, 3TG21Z63, 3TG21Z64, 3TG21Z76, 3TG21Z77)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПНАЭГ 7-008-89	0.21	90	0.32	≥5	смотри п.12
III	Трубопроводы заполнения бассейна выдержки (3TG20Z12, 3TG20Z14, 3TG20Z15, 3TG20Z16, 3TG20Z63, 3TG21Z70)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПБ 03-585-03	0.21	90	0.27	≥5	
IV	Трубопроводы локализующих групп (3TG11Z14, 3TG12Z13, 3TG12Z16, 3TG12Z18, 3TG13Z10)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПНАЭГ 7-008-89	0.98	150	1.35	≥5	
V	Трубопроводы локализующих групп (3TG11Z22, 3TG12Z23, 3TG12Z25, 3TG13Z18, 3TG21Z50)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПНАЭГ 7-008-89	0.49	150	0.78	≥5	
VI	Трубопроводы локализующих групп (3TG20Z11)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПНАЭГ 7-008-89	0.60	150	0.89	≥5	смотри п.11
VII	Трубопроводы перелива (3TG21Z29, 3TG21Z30, 3TG21Z31, 3TG21Z32, 3TG21Z33, 3TG21Z34, 3TG21Z35, 3TG21Z37, 3TG21Z38, 3TG21Z40, 3TG21Z42, 3TG21Z43, 3TG21Z44, 3TG21Z46, 3TG21Z48, 3TG21Z49, 3TG21Z51, 3TG21Z55)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПБ 03-585-03	0.20	90	0.26	≥5	смотри п.12
VIII	Трубопроводы дренажей и воздушников после запорной арматуры (3TG12Z81, 3TG20Z83, 3TG21Z83, 3TG21Z84, 3TG21Z85, 3TG21Z90, 3TG21Z96, 3TG21Z97)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПБ 03-585-03	0.10	40	0.20	≥5	
IX	Трубопроводы внутри отсеков бассейна выдержки (3TG11Z16, 3TG11Z17, 3TG12Z15, 3TG13Z12, 3TG13Z13,)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПБ 03-585-03	0.54	90	0.71	≥5	смотри п.11
X	Арматура 3TG20S(10-18) (3TG11Z25)	Раствор борной кислоты 16-20г/дм3	ПНАЭГ 7-008- 89	3.92	150	5.40	≥5	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Технологическая схема
	Граница проектирования
	Граница между трубопроводами
	Переход
	Арматура запорная, нормально закрытая на замке
	Арматура запорная с электроприводом нормально открытая
	Арматура запорная с электроприводом нормально закрытая
	Клапан запорный с пневмоприводом
	Арматура закрытая на замок
Ø 18x2,5 нж	Диаметр трубопровода
3TG11S02	Код арматуры
3T20Z02	Код участка трубопровода
	Обозначение трубопровода
	Направление потока
	Локализующая группа
	Граница участка трубопровода
	План
3TF22Z05 - 89x5 0нж	Код участка, наружный диаметр и толщина стенки трубопровода
3TF21S02	Код арматуры
3TF21Y01	Код опоры

МЕТОДЫ И ОБЪЁМЫ КОНТРОЛЯ %

Таблица 2

Обозначение трубопровода	Категория сварных соединений	Объем контроля, %: Толщина свариваемых элементов	Визуальный и измерительный контроль	Прогиб металлических калибров (шаблонов)	Капиллярный контроль	Радиографический контроль на трубопроводах: Ду<325 мм	Радиографический контроль на трубопроводах: Ду>325 мм	Ультразвуковой контроль	Контроль герметичности	Примечание
I	IIв	-	100	-	см. общие указания п.9	50	-	-	-	
II, IV,V, VI	IIIс	-	100	-	см. общие указания п.9	10	-	-	-	
X	IIIв	-	100	-	см. общие указания п.9	25	-	-	-	

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ (ОКОНЧАНИЕ)

20 Сварные стыковые соединения трубопроводов I-IX выполнять по СТО 79814698 110-2009, трубопровода X по ОСТ 24.125.02-89.

Тип шва: для ∅325х12нж, ∅219х11нж, ∅220х7нж, ∅159х8нж, ∅108х5нж – 1-25-1 (С-42), ∅57х3нж, ∅25х3нж – 1-23 (С-23), ∅32х2,5нж, ∅18х2,5нж – 1-22 (С-22).

Сварные угловые соединения штуцеров трубопроводов I-IV,VIII выполнять по СТО 79814698 121-2009. Сварные угловые соединения приварки штуцеров КИП выполнять по 2-05 (У-5), 2-04 (У-4) ПН АЭ Г-7-008-89.

21 На монтаже обеспечить уклон трубопроводов I, II, IV,V,VI,X не менее 0,004, трубопроводов III,VII,VIII,IX не менее 0,002 в сторону организованного дренажа.

22 Трассировку трубопровода III,VII,VIII,IX выполнить по настоящему чертежу с уточнением по месту. Изменение трассировки не должно приводить к уменьшению компенсирующей способности трубопровода.

23 Крепление трубопровода VIII производить: ∅25 через 3 метра, ∅18 через 2 метра.

24 Опоры трубопровода VIII выполнить на монтаже из заказанных деталей и изделия для крепления трубопровода по чертежу R3.TG11.3009.011.01.00.002 (инв.№R3.00130.1.0.11 лист 4).

25 Детали и элементы опорно-подвесной системы трубопроводов являются изделиями общепромышленного назначения и относятся к классу 4 безопасности по НП-001-97. Поставку элементов ОПС для комплектации трубопроводов 2 и 3 классов безопасности по НП-001-97 производить в соответствии с требованиями п.2.4, 2.5 Приложения №1 к Решению № 06-4421 «О порядке и объёме проведения оценок соответствия оборудования, изделий, комплектующих, материалов и полуфабрикатов, поставляемых на атомные станции» с изм.3 (проверка наличия оригиналов документов о качестве (сертификатов) от изготовителя или официального дилера).

26 Выбор сварочных материалов в соответствии с ПН АЭ Г-7-009-89.

27 Герметичные проходки заказаны в спецификации R3.0000.3930.011.01.00.001 (инв.№R3.00333.5.0.11), монтировать по чертежу R3.0000.3001.011.01.00.001 (инв. №R3.00333.1.0.11)

28 Перед подъемом давления в I контуре выше 1,47МПа (15кгс/см²) открыть задвижки 3TG21S11, 3TG21S14.

29 Перед проведением работ по перегрузке отработавшего топлива закрыть задвижки 3TG21S11, 3TG21S14.

30 Арматуру 3TG21S24, 3TG21S25, 3TG21S96, 3TG21S97, 3TG21S10, 3TG21S11, 3TG21S09, 3TG21S14 оснастить замковыми устройствами (съемными). Замковые устройства (съемные) заказаны по отдельной спецификации R3.03048.5.0.11.

31 Чертеж R3.00130.1.0.11 выпущен в соответствии с п. 2.1.2.1.5.15 графика разработки ПСД блока 3 Ростовской АЭС с учетом доведения документации до требований действующей НД.

32 При укрупнении деталей во время монтажа выполнить 100 % контроль (радиографический) сварных соединений на участках 3VF70Z03, 3VF70Z12 из-за недоступности контроля после монтажа и во время эксплуатации.

33 Изменение «1» внесено в связи с уточнением габаритных размеров арматуры.

34 Лист 17,18,25,26,28-31,40-43,57,70-74,78,84,88-90,94,95,111-113,116,118-124,127-130,132-140,142,143,145-169,171,173-177 – Изм.1(Зам.)

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕНИЙ И УСТАЛОСТНОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ В НАИБОЛЕЕ НАГРУЖЕННЫХ СЕЧЕНИЯХ

Таблица 3

Расчетный режим и номер расчетной точки трубопровода с максимальной поврежденностью	Расчетное давление, МПа	Расчетная температура, °С	Количество нагружений (циклов) N	Категория напряжений в соответствии с ПНАЭ Г-7-002-86: $(\sigma)_\Sigma$, МПа	$(\sigma)_{эк}$, МПа	$(\sigma_d)_k$, МПа	Допускаемое число циклов [N]	Коэффициент повреждаемости, a=N/[N]
I Режим гидроиспытания								
(T1) сварной шов (Три сечения)	0,32	20	30	43	-	18	∞	0
II Режим НУЭ (плановый разогрев и плановое расхолаживание, полная выгрузка активной зоны, увеличение параметров под оболочкой, послеаварийная ситуация, подключение системы расхолаживания БВ после аварии)	0,21	90	197	42	409	181	14985	0,013
(T1) сварной шов (Три сечения)								

ВЕДОМОСТЬ ССЫЛОЧНЫХ И ПРИЛАГАЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ

Обозначение	Наименование	Примечание
	Ссылочные документы	
НП-001-97 (ПНАЭГ-01-011-97)	Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97	
ПНАЭГ 7-008-89	Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок	
ПНАЭГ 7-009-89	Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения	
ПНАЭГ 7-010-89	Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля	
НП-031-01	Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций	
НП-010-98	Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций	
ПБ 03-585-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов	
ПНАЭГ 7-002-86	Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок	
СТО 79814898 133-2010	Детали, элементы и блоки трубопроводов атомных станций из коррозионно-стойкой стали на давление до 2,2 МПа (22 кгс/см²)	
СТО 79814898 108-2009	Детали и элементы трубопроводов атомных станций из коррозионно-стойкой стали на давление до 2,2 МПа (22 кгс/см²).	
СТО 79814898 127-2009		
ОСТ 34-10-723-93 – ОСТ 34-10-745-93	Сборочные единицы и детали подвесок станционных трубопроводов Рраб < 2,2МПа Т≤С, АЭС	
ОСТ 34-10-610-93 – ОСТ 34-10-623-93	Опоры и подвески станционных трубопроводов с параметрами среды Рраб. < 2,2 МПа и Траб. ≤ 425°С на унифицированных деталей. Опоры подвижные и неподвижные. Типы и основные размеры	
	Прилагаемые документы	
R3.TG11.3076.011.01.00.001 R3.00130.8.0.11	Спецификация оборудования, изделий и материалов (арматура)	Изм.1 (Зам.)
R3.TG11.3039.011.01.00.001 R3.00130.3.0.16	Смета на приобретение и монтаж трубопровода	Изм.1 (Зам.)
R3.TG11.3075.011.01.00.001 R3.00130.7.1.11	Спецификация оборудования, изделий и материалов (трубопроводы)	
R3.TG11.3035.00.01.001 R3.00130.3.1.16	Смета на приобретение и монтаж трубопровода	

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

13 Для трубопроводов III,VII,VIII,IX трубы по ГОСТ 9940-81 и ГОСТ 9941-81 должны поставляться:
- термообработанными,
- очищенными от окалины,
- выдержавшими испытание на межкристаллитную коррозию,
- с гарантией гидравлического испытания
- испытанными на раздачу (при толщине стенки не более 5 мм), на сплющивание (при толщине стенки более 5 мм).

Для трубопровода I трубы по ТУ 14-3P-197-2001 должны поставляться без электрохим полировки со шлифованной или светлотравленной поверхностью.

Для трубопровода II трубы по ГОСТ 9940-81 и ГОСТ 9941-81 должны поставляться:
- термообработанными,
- очищенными от окалины,
- выдержавшими испытание на межкристаллитную коррозию,
- с гарантией гидравлического испытания
- испытанными на раздачу (при толщине стенки не более 5 мм), на сплющивание (при толщине стенки более 5 мм).
- с обязательным выполнением УЗК. Размер дефектов при УЗК не должен превышать 10% от толщины стенки трубы.

Для трубопровода IV,V,VI трубы по ГОСТ 9940-81 и ГОСТ 9941-81 должны поставляться:
- термообработанными,
- очищенными от окалины,
- выдержавшими испытание на межкристаллитную коррозию,
- с гарантией гидравлического испытания
- испытанными на раздачу (при толщине стенки не более 5 мм), на сплющивание (при толщине стенки более 5 мм).
- испытанными на растяжение при температуре 350 °С (временное сопротивление разрыву $\sigma_в^{350}$ – 305 Н/мм² (31 кгс/мм²), предел текучести $\sigma_т^{350}$ – 176 Н/мм² (18 кгс/мм²)),
- с обязательным выполнением УЗК. Размер дефектов при УЗК не должен превышать 10 % от толщины стенки трубы.

По усмотрению изготовителя трубопровода допускается изготовление элементов трубопроводов II-IX из стали 12Х18Н10Т по ГОСТ 9940-81 и ГОСТ 9941-81 без изменения стоимости поставки.

15 Трубопроводы I – X не не подлежат теплоизоляции.

16 Срок службы трубопроводов 30 лет.

17 Антикоррозионная защита опорных металлоконструкций по отдельному проекту.

18 Штуцера КИП заказаны по отдельной заказной спецификации в части КИТ и А R3.03482.2.0.33 и устанавливаются во время монтажа. Отверстия под штуцера КИП выполнять на монтаже.

19 Расчет трубопроводов I,II,IV,V,VI,X на прочность выполнен в соответствии с ПН АЭ Г-7-002-86 и удовлетворяет условиям прочности. Расчет R3.TG11.3204.011.01.00.001 (инв.№R3.00130.9.0.11, инв.№R3.00130.9.1.11) хранится в архиве ОАО «НИАЭП». Результаты расчета на прочность для наиболее нагруженных сечений трубопровода представлены в таблице 3 настоящего чертежа.

Оценка прочности трубопроводов III,VII,IX с учетом самокомпенсации выполнена по номограммам арх № А-29220. Условие прочности соблюдается.

Трубопровод VIII не подлежат расчету на самокомпенсацию ввиду низкой температуры среды в трубопроводе.

Расчет на прочность от внутреннего давления для принятых элементов трубопровода I - X выполнен при их разработке специализированными организациями. Расчетное давление этих деталей не ниже, чем рабочее давление среды в трубопроводе.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ (НАЧАЛО)

1 Данный чертеж выполнен на основании технологической схемы расхолаживания бассейна выдержки (3TG) R3.0000.3018.011.16.00.010 (инв. № R3.01709.9.0.11), задание заводу R3.00130.4.0.11, комплектовочных ведомостей 11.3.00 ВК, 11.4.00 ВК.

2 Рабочие чертежи разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами.

3 Трубопроводы III,VII,VIII,IX относятся к классу безопасности 4, трубопровод II к классу безопасности 3, трубопроводы I,IV,V,VI,X к классу безопасности 2 по НП-001-97 (ПН АЭ Г-01-011-97). Классификационное обозначение трубопровода I, X – «2Н3», трубопровода II – «3Н», трубопроводов IV,V,VI – «2Л1». На трубопроводы IV,V,VI распространяется НП-010-98.

4 Трубопроводы III,VII,VIII,IX спроектированы по ПБ 03-585-03. Категория трубопроводов III,VII,VIII,IX – VB.

Трубопроводы II,IV,V,VI спроектированы в соответствии с ПН АЭ Г-7-008-89 и относятся к группе С. Трубопровод I,X спроектирован в соответствии с ПН АЭ Г 7-008-89 и относятся к группе В.

5 В соответствии с НП-031-01 трубопроводы I,II,IV,V,VI,X относятся к категории сейсмостойкости, трубопроводы III, VII,VIII,IX к III категории сейсмостойкости.

6 Технические требования и технические условия на изготовление и поставку деталей, элементов и блоков трубопроводов, включая монтажные вставки I – IX по СТО 79814898 108-2009 и СТО 79814898-133-2010.

7 Монтаж трубопроводов III,VII,VIII,IX производить в соответствии с требованиями ПБ 03-585-03. Монтаж трубопроводов I,II,IV,V,VI,X выполнять в соответствии с ПН АЭ Г 7-008-89, ПН АЭ Г 7-009-89, ПН АЭ Г 7-010-89.

8 Для трубопроводов II,IV наружным диаметром Дн 18 гибку труб на монтаже производить холодным способом без последующей термообработки радиусом гиба не менее 5 Дн. Размеры прямых участков, взаимное расположение гибов и расстояние от гиба до сварного шва должно удовлетворять требованиям ПН АЭ Г 7-008-89 и настоящего чертежа.

Для трубопроводов III,VIII,IX наружным диаметром Дн 18 гибку труб на монтаже производить холодным способом без последующей термообработки радиусом гиба не менее 5 Дн. Размеры прямых участков, взаимное расположение гибов и расстояние от гиба до сварного шва должно удовлетворять требованиям ПБ 03-585-03 и настоящего чертежа.

9 Требования по сварке и контролю качества сварных соединений трубопроводов III,VII,VIII,IX в соответствии с ПБ 03-585-03. Объем контроля:
- визуальный и измерительный – 100 %.

Разрушающий контроль производить в соответствии с ПБ 03-585-03.

Сварку и контроль качества сварных соединений трубопроводов I,II,IV,V,VI,X производить в соответствии с ПН АЭ Г-7-009-89, ПН АЭ Г-7-010-89. Методы и объемы неразрушающего контроля согласно таблице 2 настоящего чертежа.

В соответствии с п.9.11.15 ПН АЭ Г-010-89 радиографический контроль узловых сварных соединений штуцеров Двн≤15 допускается не производить. Для указанных сварных соединений произвести дополнительно:
- послойный визуальный контроль с записью результатов контроля – 100 %;
- капиллярный контроль – 100 %. Класс чувствительности по ГОСТ 18442-80 – III.

Разрушающий контроль производить в соответствии с разделом 10 ПН АЭ Г-7-010-89.

В случае содержания в сварочных материалах кислых произвести сплошной капиллярный контроль сварных соединений, выполненных данными сварочными материалами.

10 Требования по приварке деталей опор к трубопроводам III,VII,VIII,IX и по контролю качества в соответствии с ОСТ 34-10-723-93. Объем контроля:
- визуальный и измерительный – 100 %.

Приварку деталей опор к трубопроводам II,VI,V,VI производить в соответствии с ПН АЭ Г-7-009-89, контроль качества по ПН АЭ Г-7-010-89. Объем контроля:
- визуальный и измерительный – 100 %;
- капиллярный – 10 %. Класс чувствительности по ГОСТ 18442-80 – III.

Приварку деталей опор к трубопроводу I производить в соответствии с ПН АЭ Г-7-009-89, контроль качества по ПН АЭ Г-7-010-89. Объем контроля:
- визуальный и измерительный – 100 %;
- капиллярный – 25 %. Класс чувствительности по ГОСТ 18442-80 – II.

11 В таблице 1 для трубопровода VI указаны расчетные параметры (для случая ложного закрытия арматур 3TG20S01, 3TG20S03). При эксплуатации блока на мощности (при опорожненном трубопроводе VI), при проектной аварии «большая» течь с разрывом трубопровода I контура DN 850, параметры трубопровода VI Pр=0,49 МПа, Tр=150 °С.

12 Трубопроводы I-X подлежат гидроиспытанию. В таблице 1 настоящего чертежа для трубопровода I, II, IV, V, VI, X указана минимальная температура и нижняя граница давления гидроиспытания в соответствии с п. 5.2.1 п.п. 5.2.2 ПНАЭ Г-7-008-89.

Величина верхняя граница гидроиспытаний приведена ниже для деталей трубопровода I, II, IV, V, VI и не касается арматуры и оборудования:
- трубопровод I – 10,1 МПа
- трубопровод II – 10,1 МПа
- трубопровод IV – 10,1 МПа
- трубопровод V – 10,1 МПа
- трубопровод VI – 10,2 МПа

На основании Решения РоАЭС 2Р-164К(1.15)2009 допускается:
- гидроиспытания трубопровода I выполнять давлением 0,54 МПа при полностью заполненном бассейне выдержки до проектного уровня (отм. +36,200 м) и работе насосов расхолаживания бассейна выдержки 3TG11,12,13D01;
- гидроиспытания трубопровода II выполнять напором при полностью заполненном бассейне выдержки до проектного уровня (отм. +36,200 м).

На данных участках трубопроводов выполнить 100% радиографический контроль сварных соединений.

Величина давления гидроиспытания для трубопроводов III,VII,VIII,IX не менее указанной в таблице 1 настоящего чертежа.

Допускается гидроиспытания трубопроводов VIII (дренажи) производить свободным сливом. В соответствии с п.8.1.13 ПБ 03-585-03 трубопровод VIII (воздушники) не подлежат гидроиспытанию.

Допускается гидроиспытания трубопровода IX выполнить свободным сливом. На данном трубопроводе выполнить 100% радиографический контроль сварных соединений. Гидроиспытание трубопровода IX в процессе эксплуатации не проводить.

СОГЛАСОВАНО

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПОДПИСИ

Нач.ОАЭП	Гринь	
Гл.спец.по	Кадиева	
Гл.спец.тр	Кадиева	

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ОДОЖКИ

Гл.инж.проекта	Гринь	
Гл.спец.по	Кадиева	
Нач.ОЭТП	Дашко	

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
Инж.тех.		Матыченко			
Пров.вед.инж.		Верещагина			
Пров.нач.гр.		Жук			
Нач.гр.		Рыбов			
Гл.инж.БКП		Овсов			
Н.контр.		Красноров			
Утв.		Мищенко			

Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам.инв.№
03.00130.1.0.11 | 13.11.13 |

Инв. N подл. R3.00130.1.0.11 (ТМ)
Лист 1 листов 187

АРХИВНЫЙ ЭКЗЕМПЛЯР

1		Зам	57-13	-	-
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата

R3.TG11.3001.011.01.00.001

Ростовская АЭС Блок 3

Разрешное отделение Проектирование трубопроводов с применением бассейна выдержки	Стадия	Лист	Листов
	Р	1	
Общие данные	ОАО "НИАЭП" 2013		

Формат А2х3