Балаковская Атомная Станция
ЦЕНТР ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА
2000

# Технологические системы реакторного отделения

# Содержание

Система аварийно-планового расхолаживания TQ12,22,32 ..... 23

Назначение и проектные основы системы аварийно-планового расхолаживания TQ . 25
Краткое описание системы аварийно-планового расхолаживания ..... 26
Описание оборудования системы аварийно-планового расхолаживания ..... 28
Теплообменник аварийно-планового расхолаживания TQ10(20,30)W01 ..... 28
Насосы аварийного расхолаживания TQ12(22,32)D01 ..... 29
Бак аварийного запаса бора TQ10,20,30W01 (ГА-201) ..... 31
Предохранительные клапаны TQ40S08,09 ..... 32
Клапаны регулирующие TQ41,42,43S03,04 ..... 32
Эксплуатация системы аварийно-планового расхолаживания РУ ..... 32
Работа системы на плановое расхолаживание РУ ..... 32
Работа системы на ремонтное расхолаживание РУ ..... 34
Включение и работа системы САО3 в условиях МПА ..... 35
Результаты испытаний системы САО3 с имитацией МПА на Запорожской и Южно-Украинской АЭС ..... 36
Исходное состояние при испытаниях ..... 36
Описание процесса испытаний ..... 36
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем аварийно-планового расхолаживания ..... 38
Событие, происшедшее 22 июня 1985 года на Балаковской АЭС ..... 38
Событие, происшедшее 21 июля 1996 года на Хмельницкой АЭС ..... 39
Событие, происшедшее 22 февраля 1994 года на Балаковской АЭС ..... 40
Событие, происшедшее 27 августа - 4 сентября 1993 года на Балаковской АЭС ..... 40
Событие, происшедшее 9 июня 1994 года на Запорожской АЭС ..... 40

Пассивная часть САО3 YT ..... 43

Необходимость наличия пассивной части САО3 ..... 45
Назначение и проектные основы гидроемкостей САО3 ..... 45
Краткое техническое описание системы гидроемкостей САО3 ..... 46
Описание оборудования системы гидроемкостей САО3 ..... 49
Гидроемкость САО3 YT11-14B01 ..... 49
Обратные клапаны Dy300 YT11,12,13,14S03,04 ..... 50
Быстродействующие задвижки YT11,12,13,14S01,02 ..... 50
Предохранительные клапаны YT11,12,13,14S09,10 типа SiH 3115-H ..... 50
Особенности водно-химического режима гидроемкостей САО3 и роль подогрева ..... 52
Эксплуатация, контроль и управления в пассивной части САО3 ..... 54
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации пассивной части САО3 ... 54
Событие, происшедшее 28 декабря 1994 года на Южно-Украинской АЭС ..... 54
Событие, происшедшее 6 июня 1991 года на Балаковской АЭС ..... 55

Спринклерная система TQ11,21,31 ..... 57

Теоретические аспекты необходимости спринклерной системы TQ11,21,31 ..... 59
Краткое техническое описание спринклерной системы ..... 61
Описание оборудования спринклерной системы ..... 62
Спринклерные насосы TQ11(21,31)D01 ..... 62
Бак спринклерного раствора TQ11(21,31)B01 ..... 64
Бак аварийного запаса бора TQ10,20,30W01 (ГА-201) ..... 64
Форсунки спринклерные ..... 65
Насос водоструйный TQ11(21,31)D02 ..... 65
Эксплуатация спринклерной системы ..... 66
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации спринклерных систем TQ11-31 ..... 67
Событие, происшедшее 1 декабря 1994 года на Хмельницкой АЭС ..... 67
Событие, происшедшее в июле 1991 года на Балаковской АЭС ..... 68

Событие, происшедшее 24 июня 1991 года на Балаковской АЭС ..... 68
Событие, происшедшее на Запорожской АЭС ..... 68

Группы аварийного ввода бора TQ13,23,33 ..... 69

Назначение групп аварийного ввода бора TQ13-33 ..... 71
Краткое описание подсистемы TQ13(23,33) ..... 72
Описание оборудования группы аварийного ввода бора высокого давления ..... 73
Насосный агрегат аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01 ..... 73
Бак аварийного запаса раствора борной кислоты TQ13(23,33)B01 ..... 75
Дроссельные шайбы TQ13,23,33E01 ..... 76
Дроссельные шайбы TQ13,23,33E02 ..... 76
Дроссельные шайбы TQ13,23,33E03 ..... 76
Сужающие устройства TQ13,23,33H01 ..... 76
Эксплуатация, контроль и управление группами аварийного ввода бора ..... 76
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации групп аварийного ввода бора TQ13-33 ..... 79
Событие, происшедшее в феврале 1987 года на Балаковской АЭС ..... 79
Событие, происшедшее 13 февраля 1997 года на Южно-Украинской АЭС ..... 79
Событие, происшедшее 18 июня 1991 года на Балаковской АЭС ..... 79

Группы аварийного впрыска бора TQ14,24,34 ..... 81

Назначение группы аварийного впрыска бора TQ14(24,34) ..... 83
Состав и краткое описание группы TQ14(24,34) ..... 83
Описание оборудования группы аварийного впрыска бора высокого давления ..... 85
Насосный агрегат аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01 ..... 85
Бак аварийного запаса борной кислоты TQ14(24,34)B01 ..... 86
Дроссельные шайбы TQ14,24,34E01 ..... 86
Дроссельные шайбы TQ14,24,34E02 ..... 86
Работа группы аварийного впрыска бора высокого давления ..... 87
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации групп аварийного впрыска бора TQ14-34 ..... 88
Событие, происшедшее 24 января 1995 года на Запорожской АЭС ..... 88

Система аварийного паро-газоудаления YR ..... 91

Теоретические аспекты необходимости системы аварийного газоудаления YR ..... 93
Общее устройство системы аварийного газоудаления YR ..... 95
Технические условия по системе аварийного газоудаления YR ..... 97
Эксплуатация системы аварийного газоудаления YR ..... 97
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем аварийного газоудаления ..... 99
Событие, происшедшее 4 октября 1991 года на Балаковской АЭС ..... 99

Система аварийной питательной воды TX10,20,30 ..... 101

Назначение системы аварийной подпитки парогенераторов TX10-30 ..... 103
Краткое описание системы аварийной подпитки парогенераторов ..... 104
Описание оборудования системы аварийной подачи питательной воды в ПГ ..... 106
Аварийные питательные насосы TX10(20,30)D01 ..... 106
Бак аварийного запаса обессоленной воды TX10(20,30)B01 ..... 109
Дроссельные шайбы TX10,20,30E03 ..... 109
Ограничители течи TX11,12,13,14H01 ..... 109
Эксплуатация, контроль и управление системой аварийной подпитки парогенераторов ..... 109
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем аварийной подпитки ПГ TX10-30 ..... 112
Событие, происшедшее 15 мая 1991 года на Балаковской АЭС ..... 112
Событие, происшедшее 22 декабря 1992 года на Балаковской АЭС ... 112
Событие, происшедшее 4 января 1990 года на Балаковской АЭС ..... 112

Система техводы ответственных потребителей VF ..... 115

Назначение системы технического водоснабжения ответственных потребителей группы “А” ..... 117
Потребители техводы группы “А” (системы VF) ..... 117
Краткое техническое описание системы техводы VF ..... 118
Описание оборудования, входящего в состав системы техводы группы “А” ..... 120
Насосы техводы QF11(21,31)D01,02 ..... 120
Баки аварийного запаса техводы VF10(20,30)B01 ..... 121
Трубопроводы ..... 122
Арматура ..... 122
Конструкция брызгальных бассейнов ..... 122
Контроль и управление системой техводы VF ..... 123
Эксплуатация системы техводы VF ..... 125
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы техводы VF .... 127
Событие, происшедшее 13 марта 1991 года на Запорожской АЭС ..... 127
Событие, происшедшее 2 октября 1988 года на Хмельницкой АЭС .... 127
Событие, происшедшее 22 апреля 1990 года на Ровенской АЭС ..... 127
Событие, происшедшее осенью 1987 года на Балаковской АЭС ..... 128
Событие, происшедшее 17 августа 1996 года на Запорожской АЭС ... 128

# Вспомогательные системы

Система продувки-подпитки первого контура ТК ..... 129

Назначение системы продувки-подпитки первого контура ТК ..... 131
Краткое описание системы продувки-подпитки ТК ..... 132
Конструкция оборудования системы продувки-подпитки ТК ..... 133
Регенеративный теплообменник продувки 1 контура ТК80W01 и доохладитель продувки ТК80W02 ..... 133
Деаэратор подпиточной воды ТК10B01 и деаэратор борного регулирования ТК70B01 ..... 134
Теплообменники ТК11W01, ТК12W01,ТК21-23W01 ..... 135
Охладитель выпара деаэратора борного регулирования ТК70W01 ..... 137
Охладитель дистиллята ТК70W02 ..... 137
Охладитель дистиллята ТК71W01 ..... 137
Контроль и управление в системе продувки-подпитки ..... 137
Работа системы продувки-подпитки ..... 139
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем продувки-подпитки ТК ..... 141
Событие, происшедшее 1 января 1996 года на Запорожской АЭС ..... 141
Событие, происшедшее в 1989 году на АЭС Козлодуй (Болгария) ..... 141
Событие, происшедшее 15 августа 1989 года на Запорожской АЭС ... 142
Событие, происшедшее 5 сентября 1989 года на Южно-Украинской АЭС ..... 142

Насосные подпиточные агрегаты ТК21,22,23D01,02 ..... 143

Назначение насосных агрегатов продувки-подпитки 1 контура ..... 145
Бустерный подпиточный насос ТК21(22,23)D01 ..... 146
Основной подпиточный насос ТК21(22,23)D02 ..... 147
Гидромуфта МГ-М-500 ..... 149
Маслосистема подпиточного насоса ..... 151
Основные защиты подпиточных агрегатов ..... 153
Защита по давлению на всасе ..... 153
Защита по температуре всасываемой жидкости ..... 153
Защита по давлению на напоре ..... 153
Защита по расходу ..... 153
Защита по давлению масла ..... 153

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации подпиточных насосных агрегатов ..... 154
Событие, происшедшее 26 июля 1996 года на Балаковской АЭС ..... 154
Событие, происшедшее зимой 1991 года на Балаковской АЭС ..... 154

Система расхолаживания бассейна выдержки TG ..... 155

Теоретические аспекты обращения с отработавшим ядерным топливом ..... 157
Назначение и проектные основы хранения отработавшего топлива ..... 157
Общее устройство бассейна выдержки ..... 159
Описание оборудования системы охлаждения БВ ..... 164
Насос расхолаживания БВ TG11(12,13)D01 ..... 164
Теплообменник расхолаживания БВ TG11(12,13)W01 ..... 165
Насос подачи вод БВ на очистку TB30D05 ..... 166
Управление и контроль в системе расхолаживания бассейна выдержки ..... 166
Работа системы расхолаживания бассейна выдержки ..... 167
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем охлаждения БВ ..... 169
Событие, происшедшее 11 июня 1994 года на Запорожской АЭС ..... 169
Событие, происшедшее 11 января 1993 года на Кольской АЭС ..... 170

Система высокотемпературной байпасной очистки теплоносителя первого контура TC ..... 171

Теоретические аспекты необходимости системы СВО-1 ..... 173
Краткое техническое описание системы СВО-1 ..... 175
Конструкция оборудования системы СВО-1 ..... 177
Фильтр высокотемпературный механический TC10-40N01 ..... 177
Фильтр-ловушка зернистых материалов TC10-40B01 ..... 178
Фильтр-контейнер TC00N01 ..... 178
Устройство для гидровыгрузки сорбента УГВС ..... 178
Технические ограничения и эксплуатация системы СВО-1 ..... 179
Проблемы использования высокотемпературных сорбентов в системе СВО-1 ..... 180

Система очистки продувочной воды первого контура TE ..... 183

Теоретические аспекты необходимости очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура ..... 185
Назначение и краткое техническое описание системы СВО-2 ..... 186
Конструкция оборудования системы СВО-2 ..... 187
Фильтры TE10(20)N01,02,03 ..... 188
Ловушка ионитов TE10,20B01 ..... 189
Импульсно-предохранительные устройства TE00S02,TE00S03 ..... 189
Регулирующие клапаны TE10(20)S11 ..... 191
Особенности применения ионообменных смол в системе СВО-2 ..... 191
Эксплуатация системы СВО-2 ..... 193
Особенности взрыхления и регенерации фильтров СВО-2 ..... 194
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем СВО-2 ..... 195
Событие, происшедшее зимой 1986 года на Балаковской АЭС ..... 195
Событие, происшедшее 25 марта 1993 года на Кольской АЭС ..... 195
Событие, происшедшее 6 февраля 1993 года на Нововоронежской АЭС ..... 196

Система организованных протечек TY ..... 197

Назначение и общее устройство системы организованных протечек ..... 199
Краткое описание технологической схемы системы оргпротечек ..... 199
Описание оборудования системы оргпротечек TY ..... 201
Теплообменник организованных протечек TY10W01 ..... 201
Насосы оргпротечек X45/240-K-2Г ..... 202
Бак оргпротечек TY20B01 ..... 203
Эксплуатация системы организованных протечек ..... 203

Предусмотренное проектом использование дренажей петель TY11-14S02 при МПА ... 204

Система промконтура TF ... 207

Назначение системы промконтура TF ... 209
Состав системы промконтура ... 210
Описание оборудования системы промконтура TF ... 211
Насос промконтура TF31(32,33)D01 ... 211
Теплообменники промконтура TF21(22)W01 ... 212
Дыхательный бак промконтура TF10B01 ... 213
Контроль и управление в системе промконтура ... 213
Эксплуатация системы промконтура ... 214
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем промконтура TF ... 216
Событие, происшедшее 14 ноября 1987 года на Запорожской АЭС ... 216
Событие, происшедшее 10 января 1991 года на Хмельницкой АЭС ... 217
Событие, происшедшее зимой 1987 года на Балаковской АЭС ... 217

Система маслоснабжения ГЦН YD ... 219

Назначение и проектные основы маслосистемы главных циркуляционных насосов 221
Краткое техническое описание маслосистемы ГЦН ... 221
Описание оборудования маслосистемы ГЦН ... 223
Маслобак YD 50,60 B01 ... 223
Бак аварийного слива масла YD50,60B02 ... 223
Маслонасосы YD51-53,61-63D01 ... 224
Маслофильтры YD51-53,61-63N01 ... 224
Маслоохладители YD71,72(81,82)W01 ... 225
Арматура и трубопроводы ... 225
Связи маслосистемы ГЦН ... 226
Контроль и управление системой ... 226
Эксплуатация системы ... 227
Нарушения нормальной эксплуатации маслосистемы ... 228
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации маслосистем ГЦН ... 229
Событие, происшедшее 14 августа 1998 года на Балаковской АЭС ... 229
Событие, происшедшее 10 октября 1997 года на Калининской АЭС ... 230
Событие, происшедшее 26 апреля 1996 года на Балаковской АЭС ... 230
Событие, происшедшее 2 января 1995 года на Хмельницкой АЭС ... 230

Система продувки парогенераторов RY ... 233

Теоретические основы необходимости продувки парогенераторов ... 235
Назначение системы продувки ПГ ... 236
Краткое описание технологической схемы системы продувки ПГ ... 237
Описание оборудования системы продувки парогенераторов RY ... 238
Расширители продувки RY10B01,02 ... 238
Регенеративный теплообменник продувки RY10W01 ... 239
Доохладитель продувки RY10W02 ... 240
Охладители дренажа RY30W01-02 ... 241
Бак слива воды из парогенераторов RY30B01 ... 241
Насос откачки бака слива воды из парогенераторов RY30D01 ... 241
Реконструкция системы продувки ПГ на АЭС с ВВЭР-1000, выполненная в 1991-1993 годах ... 243
Эксплуатация системы продувки ПГ ... 244
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем продувки ПГ на АЭС ... 244
События, происходившие 1986-88 годах на Балаковской АЭС ... 244
Событие, происшедшее 23 мая 1995 года на Балаковской АЭС ... 245
Событие, происшедшее 18 октября 1994 года на Калининской АЭС ... 245

Событие, происшедшее с 6 по 27 июля 1997 года
на Южно-Украинской АЭС ..... 245

Система дожигания водорода TS10 ..... 247

Проблемы наличия водорода в теплоносителе 1 контура ..... 249
Назначение системы дожигания водорода TS10 ..... 250
Состав системы дожигания водорода TS10 ..... 251
Конструкция газодувок TS11,12,13D01 ..... 251
Контактный аппарат TS14(15)B01 ..... 253
Работа системы дожигания водорода TS10 ..... 253
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы TS10 ..... 256
События, происшедшие в апреле-мае 1994 года на Хмельницкой АЭС ..... 256

Система спецгазоочистки TS20 ..... 259

Назначение системы спецгазоочистки TS20 ..... 261
Описание технологической схемы спецгазоочистки ..... 261
Описание оборудования системы спецгазоочистки ..... 263
Самоочищающийся фильтр TS21(22,23)N01 ..... 263
Теплообменники TS21,22,23W01,02 и TS31,32,33W01 ..... 264
Цеолитовые фильтры TS21(22,23)N02,N03 ..... 264
Фильтр - адсорбер TS21(22,23)N04-07 ..... 265
Газодувки TS21,22,23D01,D02 ..... 265
Электронагреватели TS31(32,33)W02,W03 ..... 266
Баки-гидрозатворы TS21,22,23B01 ..... 266
Эксплуатация системы СГО TS20 ..... 267
Особенности регенерации цеолитовых фильтров TS21(22,23)N02,03 ..... 268
Проведенная реконструкция схемы распределения сдувок ..... 269

Система спецканализации реакторного отделения TZ ..... 271

Теоретические аспекты необходимости системы спецканализации РО TZ ..... 273
Краткое техническое описание системы спецканализации РО ..... 273
Описание оборудования системы спецканализации TZ ..... 275
Бак спецканализации TZ00B01 ..... 275
Насосы спецканализации TZ00D01,02 ..... 276
Вакуум-насос спецканализации TZ01D01 ..... 277
Монжюс спецканализации V=10 м$^3$ TZ00B03 ..... 278
Монжюс спецканализации V=1 м$^3$ TZ00B02 ..... 278
Эксплуатация системы спецканализации TZ ..... 279

Система маслоснабжения РО TA ..... 281

Назначение системы маслоснабжения реакторного отделения TA ..... 283
Природа нефтяного турбинного масла ..... 284
Физико-химические и эксплуатационные свойства масла ..... 285
Теплопроводность ..... 285
Вязкость масла ..... 285
Аэрация масла ..... 285
Растворимость газов в масле ..... 285
Деаэрируемость масла ..... 285
Гигроскопичность масла ..... 286
Эмульгируемость масла ..... 286
Старение масла ..... 286
Посторонние примеси в масле ..... 287
Описание оборудования системы маслоснабжения РО ..... 288
Маслобак аварийного слива масла TA20B01 ..... 288
Маслобак сбора протечек масла TA20B02 ..... 288
Маслонасосы перекачки масла TA20D01,02,04 ..... 288

Маслонанос аварийного опорожнения маслобаков подпиточных насосов TA20D03 ... 289
Маслоочистительная установка TA20N01 типа ПСМ ... 289
Переносные емкости ... 290
Стационарные поддоны ... 290
Связи системы TA с остальными системами АЭС ... 290
Контроль качества масла, используемого в системе маслоснабжения РО ... 290
Эксплуатация, контроль и управление системой маслоснабжения РО ... 290
Пожарная опасность масляных систем ... 293

Система сжатого воздуха на пневмопривода UT ... 295

Назначение системы сжатого воздуха на пневмопривода UT ... 297
Описание оборудования системы сжатого воздуха на пневмопривода UT ... 299
Компрессорная станция пневмоприводов ... 299
Воздухосборники UT10(20,30)B01 ... 300
Работа системы сжатого воздуха на пневмоприводы ... 300
Инциденты, связанные с эксплуатацией систем сжатого воздуха на пневмоприводы ... 301
Событие, происшедшее в феврале 1987 года на Балаковской АЭС ... 301
Событие, происшедшее в ноябре 1987 года на Запорожской АЭС ... 302
Событие, происшедшее в январе 1991 года на Ровенской АЭС ... 302
Событие, происшедшее в сентябре 1989 года на Балаковской АЭС ... 302
События, происшедшие в декабре 1987 года на Запорожской АЭС ... 302

Системы боросодержащей воды и борного концентрата TB ... 303

Назначение и состав систем боросодержащей воды и борного концентрата ... 305
Описание оборудования систем боросодержащей воды и борного концентрата ... 306
Насос борного концентрата TB10D01 ... 307
Насосы борного концентрата TB10D02,03,04 ... 308
Баки борного концентрата TB10B01,02 ... 308
Насосы боросодержащей воды TB30D01,02 ... 309
Насос заполнения первого контура TB30D03 ... 309
Баки боросодержащей воды TB30B01,02 ... 310
Монжюс боросодержащей воды TB10B03 ... 310
Эксплуатация систем боросодержащей воды и борного концентрата ... 311

Система дистиллята TN ... 313

Назначение системы дистиллята TN ... 315
Описание оборудования системы дистиллята TN ... 316
Баки запаса дистиллята TB40B01,02 ... 316
Насосы дистиллята TN21-23D01 ... 316
Эксплуатация, контроль и управление системой дистиллята TN ... 317
Особенности эксплуатации системы дистиллята в условиях низких температур ... 318
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем дистиллята TN ... 319
Событие, происшедшее 17 марта 1995 года на Запорожской АЭС ... 319
Событие, происшедшее осенью 1988 года на Балаковской АЭС ... 320

Узел реагентов реакторного отделения TB20 ... 321

Теоретические аспекты необходимости ввода химреагентов в теплоноситель 1 контура ... 323
Общее устройство узла реагентов РО TB20 ... 325
Конструкция оборудования системы реагентов РО ... 325
Насосы-дозаторы TB20D01-05 ... 325
Баки TB21,22,23B01 ... 327
Эксплуатация системы реагентов РО ... 327

Системы вентиляции реакторного отделения TL ..... 331
Роль систем вентиляции в эксплуатации РО блока ВВЭР-1000 ..... 333
Вентсистемы герметичной части РО ..... 334
Вентсистемы обстройки РО ..... 339
Проблемы очистки воздуха вытяжных вентсистем ..... 341
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем вентиляции РО ..... 343
Событие, происшедшее 31 июля 1994 года на Запорожской АЭС ..... 343
Событие, происшедшее 1 ноября 1994 года на Балаковской АЭС ..... 344
Перечень использованной литературы ..... 345

# Список иллюстраций

Система аварийно-планового расхолаживания TQ12,22,32 ..... 23

Остаточное тепловыделение одной ОТВС реактора ВВЭР-1000 ..... 25
Упрощенная схема системы аварийно-планового расхолаживания (на примере канала TQ12) ..... 27
Характеристики т/о TQ10(20,30)W01 ..... 28
Общий вид теплообменника CA03 ..... 28
Конструкция теплообменника CA03 TQ10(20,30)W01 ..... 29
Общий вид насоса типа ЦНР-800-230 ..... 29
Конструкция насосов CA03 типа ЦНР-800-230 ..... 30
Конструкция узла уплотнения вала в насосах ЦНР-800-230 ..... 30
Расположение бака аварийного запаса бора в здании РО ..... 31
Характеристики насосов TQ12(22,32)D01 ..... 31
Техническая характеристика бака ГА-201 TQ10-30B01 ..... 32
Технические характеристики регулирующих клапанов ..... 32
Конструкция типичного пружинного клапана прямого действия ..... 32
Схема расхолаживания I контура системой CA03 с температуры 150о С ..... 33
Изменение температуры теплоносителя I контура при расхолаживании РУ со 150о С с CA03 в режиме “обратного тока” ..... 34
Схема отвода остаточных энерговыделений от I контура с подключением контура CA03 в режиме “обратного тока” ..... 34
Схема перемычки TQ-TG (на примере 1 СБ) ..... 37

Пассивная часть CA03 YT ..... 43

Расход течи при разрыве главного циркуляционного трубопровода Ду 850 ..... 45
Изменение давления теплоносителя 1 контура при разрыве “холодного” трубопровода Ду 850 ..... 45
План гермооболочки на отметке 28.8 ..... 46
Схема повысотного расположения оборудования РУ ..... 46
Упрощенная схема включения пассивной части CA03 ..... 47
Разрез реактора на уровне “горячих” петель ..... 48
Общий вид гидроемкости CA03 для реактора ВВЭР-1000 с РУ В-320 ..... 49
Конструкция гидроемкости CA03 ..... 49
Технические характеристики гидроемкостей CA03 YTQ11,12,13,14B01 ..... 50
Технические характеристики обратных клапанов YT11,12,13,14S03,04 ..... 50
Технические характеристики быстродействующих задвижек YT11,12,13,14S01,02 ..... 50
Предохранительный клапан SiH 311-H фирмы “Bopp Reuther” ..... 51
Технические характеристики предохранительных клапанов YT11,12,13,14S09,10 ..... 52
Требования к ВХР ГЕ CA03 ..... 52

Спринклерная система TQ11,21,31 ..... 57

Конструкция здания РО с реактором ВВЭР-1000 В-320 ..... 59
Схема возведения оболочки ..... 60
Упрощенное устройство быстродействующей арматуры фирмы “Persta” ..... 60
Упрощенная схема спринклерной системы (на примере канала TQ11) ..... 61
Общий вид спринклерного насоса типа ЦНСА 700-140 ..... 63
Конструкция уплотнения насоса ЦНСА 700-140 ..... 63
Конструкция насоса типа ЦНСА 700-140 ..... 63
Характеристика насоса ЦНСА 700-140 ..... 63
Характеристики насосов TQ11(21,31)D01 ..... 64
Техническая характеристика баков TQ11-31B01 ..... 64

Расположение бака ГА-201 в здании РО ..... 64
Конструкция струйного насоса ..... 65
Характеристика струйного насоса типа СН 10/50-К ..... 65
Техническая характеристика бака ГА-201 TQ10-30B01 ..... 65
Технические характеристики форсунок ..... 65
Техническая характеристика насосов TQ11-31D02 ..... 66
Схема перемешивания баков спринклерного раствора TQ11,21,31D01 ..... 67

Группы аварийного ввода бора TQ13,23,33 ..... 69

Изменение требуемого расхода борного раствора в аварийную петлю при разрыве паропровода ПГ ..... 71
Упрощенная схема группы аварийного ввода бора (на примере канала TQ13) ..... 72
Общий вид насоса TQ13(23, 33)D01 типа ЦН 150-110 ..... 73
Конструкция насоса ЦН 150-110 ..... 74
Характеристика насоса ЦН 150-110 при n=2970 об/мин. ..... 74
Техническая характеристика насосов TQ13-33D01 ..... 75
Техническая характеристика баков TQ13-33B01 ..... 76
План гермооболочки на отметке 13.2 ..... 76
Указатель осевого сдвига ротора насоса ЦН 150-110 ..... 78

Группы аварийного впрыска бора TQ14,24,34 ..... 81

Упрощенная схема группы аварийного впрыска бора (на примере TQ14) ..... 84
Общий вид электронасосного агрегата типа ПТ 6/160-С ..... 85
Конструкция электронасосного агрегата типа ПТ 6/160-С ..... 85
Технические характеристики насоса аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01 ..... 86
Техническая характеристика баков TQ14-34B01 ..... 86
План РО на отметке 0.0 ..... 87

Система аварийного паро-газоудаления YR ..... 91

Гидравлическая схема I контура с указанием повысотных отметок ..... 93
Состояние РУ ТМА через 2,8 часа после возникновения аварийной ситуации (осушение, разогрев АЗ, образование водорода) ..... 94
Состояние поврежденной активной зоны АЭС ТМА ..... 94
Упрощенная схема системы газоудаления YR (трубопроводы сброса с ПГ-1 YR11, 12S01 и ПГ-3 YR31, 32S01 условно не показаны) ..... 96

Система аварийной питательной воды TX10,20,30 ..... 101

График изменения основных параметров РУ при полном прекращении подачи питательной воды в ПГ с учетом работы АПЭН ..... 103
Упрощенная технологическая схема аварийной питательной воды ..... 105
Парогенератор ПГВ-1000М для ВВЭР-1000 с РУ В-320 ..... 106
Конструкция патрубка подвода аварийной питатаельной воды у ПГВ-1000М ..... 106
Коллектор раздачи аварийной питательной воды в парогенераторе ПГВ-1000М ..... 106
Расположение насосов TX10, 20, 30Д01 в здании РО ..... 107
Контрукция насоса типа ПЭА 150-85 ..... 107
Техническая характеристика насосов TX10-30D01 ..... 108
Общий вид насосного агрегата типа ПЭА 150-85 ..... 108
Гидравлическая характеристика насоса ПЭА 150-85 ..... 108
Расположение баков TX10, 20, 30B01 в здании РО ..... 109
Техническая характеристика баков TX10-30B01 ..... 109
Технические характеристики дроссельных шайб TX10,20,30E03 ..... 109
Технические характеристики ограничителей течи TX11,12,13,14H01 ..... 109

Система техводы ответственных потребителей VF ..... 115

Потребители 1 СБ ..... 118
Схема системы техводы VF (на примере подсистемы 1 СБ) блока №1 ..... 118
План ячейки РДЭС на нижних отметках ..... 119
Общий вид насосов техводы типа Д 4000-95 ..... 120
Конструкция насоса техводы типа Д 4000-95 ..... 121
Характеристика насоса техводы тип Д 4000-95 ..... 121
Технические характеристики насосов техводы ..... 121
Технические характеристики баков аварийного запаса техводы ..... 121
Упрощенное устройство брызгальных бассейнов ..... 122
Клапан регулирующий типа И 68051-500 ..... 128

# Вспомогательные системы

Система продувки-подпитки первого контура ТК ..... 129

Упрощенная схема системы продувки-подпитки ТК ..... 132
Система компенсации давления ..... 132
Расположение РТО и доохладителя продувки в гермооболочке (отм. 28.8) ..... 133
Конструкция регенеративного теплообменника продувки ТК80W01 ..... 133
Конструкция доохладителя продувки ТК80W02 ..... 133
Технические характеристики РТО ТК80W01 ..... 134
Технические характеристики доохладителя ТК80W02 ..... 134
Конструкция деаэратора подпитки ТК10B01 ..... 134
Расположение теплообменников системы ТК на отметке 6.0 ..... 135
Технические характеристики деаэраторов ТК10B01 и ТК70B01 ..... 135
Технические характеристики охладителя ТК11W01 ..... 136
Технические характеристики доохладителя ТК12W01 ..... 136
Технические характеристики охладителей гидропяты ТК21-23W01 ..... 136
Общий вид теплообменника ТК11W01 типа 2ф 325 ..... 136
Общий вид теплообменника ТК12W01 типа ф325-01 ..... 136
Технические характеристики охладителя выпара ТК70W01 ..... 137
Технические характеристики охладителя дистиллята ТК70W02 ..... 137
Технические характеристики охладителя дистиллята ТК71W01 ..... 137

Насосные подпиточные агрегаты ТК21,22,23D01,02 ..... 143

Подпиточный агрегат ЦН 60-180 в системе продувки-подпитки АЭС с ВВЭР-1000 .... 145
Техническая характеристика бустерного насоса ТК21(22,23)D01 ..... 146
Общий вид насоса типа АХ 90/49 ..... 146
Конструкция насоса типа АХ 90/49 ..... 146
Общий вид агрегата ЦН60-180 ..... 147
Конструкция насоса ЦН 60-180 (показан с щелевыми уплотнениями) ..... 147
Техническая характеристика насосов ТК21-23D02 ..... 148
Импульсное уплотнение высокооборотного подпиточного насоса типа ЦН 60-180 .. 148
Гидравлическая характкристика насоса ЦН 60-180 при n=8900 об/мин. ..... 148
Схема работы импульсного торцового уплотнения ..... 149
Гидродинамическая муфта МГ-М-500 ..... 149
Схема перемещения черпака ..... 150
Диапазон перемещений черпака гидромуфты ..... 150
Схема циркуляции масла через подпиточный насос ..... 151
Техническая характеристика гидромуфты ..... 151

Система расхолаживания бассейна выдержки TG ..... 155

Остаточное тепловыделение одной ОТВС реактора ВВЭР-1000 ..... 157
Упрощенная схема системы расхолаживания бассейна выдержки TG ..... 158
Общее устройство бассейна выдержки TG21B01-04 ..... 160
Конструкция чехла для свежего топлива ..... 161
Механическая часть системы КГО ..... 161
Конструкция пенала для негерметичных ТВС типа ПО2-2-2 ..... 162
Перегрузочная машина энергоблока с ВВЭР-1000 ..... 162
Гидрозатвор плоский скользящий (шандора) ..... 163
Оборудование шахт ревизии ВКУ и БЗТ TG21B05-06 ..... 163
Общий вид бассейна выдержки и мокрой перегрузки ..... 164
Упрощенное устройство насоса типа ТХ ..... 164
Конструкция теплообменника типа 1200 ГЗП ..... 165
Техническая характеристика насосов TG11-13D01 ..... 165
Техническая характеристика теплообменников TG11-13W01 ..... 166
Техническая характеристика насоса TB30D05 ..... 166

Система высокотемпературной байпасной очистки теплоносителя первого контура ТС ..... 171

Место системы СВО-1 в первом контуре АЭС с ВВЭР-1000 (РУ В-320) ..... 175
Упрощенная схема система СВО-1 ..... 176
План гермооболочки на отм. 13.2 ..... 176
Конструкция высокотемпературного фильтра ТС10-40N01 ..... 177
Конструкция фильтра-ловушки ТС10-40B01 ..... 178

Система очистки продувочной воды первого контура ТЕ ..... 183

Упрощенная схема системы СВО-2 ..... 186
Расположение фильтров СВО-2 в здании РО ..... 187
Техническая характеристика фильтров ТЕ10(20)N01,02,03 ..... 188
Конструкция фильтра ионообменного типа АФИ-1,0-2,0 ..... 188
Расположение загрузочных люков фильтров СВО-2 в здании РО ..... 188
Конструкция фильтр-ловушки типа АФЛ-0,4-2,0 ..... 189
Клапан типа УФ 50025-100 ..... 189
Техническая характеристика ловушки ионитов ТЕ10,20B01 ..... 189
Состав клапана типа УФ 50025-100 ..... 190
Технические характеристики ИПУ ТЕ00S02,S03 ..... 191
Основные технические характеристики регулирующего клапана ..... 191
Характеристика ионообменных смол, загружаемых в фильтры системы СВО-2 ..... 192

Система организованных протечек ТУ ..... 197

Упрощенная схема системы оргпротечек ТУ ..... 200
Общий вид теплообменника TY10W01 ..... 201
Технические характеристики теплообменника ..... 201
Техническая характеристика насосов Х45/240-К-2Г ..... 202
Расположение насосов ТУ21-23D01 в здании РО ..... 202
Конструкция насоса типа Х45/240 ..... 202
Техническая характеристика насосов Х80/50-250К-55-2У ..... 203
Техническая характеристика бака ТУ20B01 ..... 203
Схема гидрозатвора петли ..... 204
Изменение максимальной температуры оболочек твэлов (течь из “холодной” нитки Ду 100) ..... 205
Изменение максисальной температуры оболочек твэлов (течь из “холодной” нитки Ду 300) ..... 205

Система промконтура TF ..... 207

Упрощенная схема системы промконтура ..... 209
Расположение оборудования системы промконтура в здании РО ..... 210
Общий вид насоса ТХ ..... 211
Упрощенное устройство насоса типа ТХ ..... 211
Техническая характеристика насосов TF31-33D01 ..... 211
Конструкция теплообменников TF21-22W01 типа 1200 ГЗП ..... 212
Техническая характеристика теплообменников TF21-22W01 ..... 213
Технические данные дыхательного бака ..... 213

Система маслоснабжения ГЦН YD ..... 219

Расположение оборудования маслосистемы ГЦН в обстройке РО ..... 221
Упрощенная схема маслосистемы ГЦН (на примере YD50) ..... 222
Техническая характеристика маслобака YD50,60B01 ..... 223
Техническая характеристика маслонасосов YD51-53,61-63D01 ..... 224
Конструкция маслонасоса ГЦН ..... 224
Конструкция торцового уплотнения ..... 224
Упрощенное устройство маслофильтра ..... 225
Техническая характеристика маслофильтра ..... 225
Техническая характеристика маслоохладителя ..... 225

Система продувки парогенераторов RY ..... 233

Упрощенная схема продувки ПГ (условно показан один YB10W01) ..... 237
Расположение оборудования системы продувки парогенераторов в здании РО ..... 237
Схема отбора котловой воды из ПГ для продувки и дренирования ..... 238
Конструкция расширителя продувки типа СП-1,5У ..... 239
Техническая характеристика расширителя продувки RY10B01(02) ..... 239
Техническая характеристика РТО продувки RY10W01 ..... 240
Общий вид регенеративного теплообменника продувки RY10W01 (показана только одна секция) ..... 240
Упрощенное устройство доохладителя продувки RY10W02 ..... 240
Техническая характеристика доохладителя продувки RY10W02 ..... 241
Техническая характеристика охладителя дренажей RY30W01,02 ..... 241
Техническая характеристика бака RY30B01 ..... 241
Общий вид насосного агрегата КС 50-110 ..... 242
Гидравлическая характеристика насоса КС 50-110 при n=1450об/мин ..... 242
Конструкция насоса КС 50-110 ..... 242
Техническая характеристика насоса RY30D01 ..... 243

Система дожигания водорода TS10 ..... 247

Пределы воспламеняемости смесей водород-воздух-пар ..... 249
Общий вид панели НУ09 БЩУ ..... 251
План здания РО на отметке 19.20 ..... 252
Конструкция газодувки системы дожигания водорода ..... 252
Конструкция контактного аппарата TS14(15)B01 ..... 253
Технические характеристики газодувки ..... 253
Технические характеристики контактных аппаратов ..... 253
Упрощенная схема системы дожигания водорода ..... 254

Система спецгазоочистки TS20 ..... 259

Упрощенная схема системы СГО (на примере нитки TS 21) ..... 262

Конструкция фильтра самоочищающегося ... 263
Техническая характеристика СОФ ... 264
Технические характеристики теплообменников ... 264
Техническая характеристика ЦФ ... 264
Фильтр цеолитовый ... 265
Конструкция теплообменников TS21,22,23W01 и TS31,32,33W01 ... 265
Техническая характеристика ФА ... 265
Технические характеристики газодувки ... 266
Техническая характеристика нагревателя ... 266
Конструкция газодувки СГО ... 266
Зависимость коэффициента адсорбции Kr и Xe от температуры для угля СКТ-3С ... 267
Техническая характеристика бака-гидрозатвора ... 267

Система спецканализации реакторного отделения TZ ... 271

План здания РО на отметке -4.2 ... 274
Упрощенная схема системы спецканализации РО ... 275
Разрез насоса ХВС-45/54 ... 276
Характеристика насоса ХВС-45/54 при n=2900 об/мин. ... 276
Общий вид электронасосного агрегата ХВС-45/54 ... 276
Характеристика насоса НВ3-20 ... 277
Разрез по роторной камере вакуум-насоса спецканализации типа НВ3-20 ... 277
Монжюс спецканализации TZ00B03 V=10 м$^3$ ... 278
Монжюс спецканализации TZ00B02 V=1 м$^3$ ... 278
Упрощенная схема установки переработки трапных вод (СВО-3) ... 279

Система маслоснабжения РО TA ... 281

Упрощенная схема системы маслоснабжения РО ... 283
Расположение оборудования системы TA в здании РО ... 283
Технические характеристики бака TA20B01 ... 288
Технические характеристики бака TA20B02 ... 288
Принцип работы шестеренного насоса ... 288
Упрощенное устройство насоса типа Ш ... 288
Общий вид установки для очистки масла центрифугированием ... 289
Технические характеристики маслонасосов TA20D01,02,04 ... 289
Технические характеристики маслонасосов TA20D01,02,04 ... 289
Технические характеристики маслоочистной машины ПСМ ... 289
Технические характеристики турбинных масел Т-22 и Тп22 ... 290

Система сжатого воздуха на пневмопривода UT ... 295

Конструкция герметичной оболочки ... 297
Быстродействующая локализующая задвижка с пневмоприводом фирмы “Persta” .. 297
Упрощенная схема системы сжатого воздуха на пневмопривода (на примере канала UT10) ... 298
Упрощенная схема компрессорной станции (на примере US11D01) ... 299
Техническая характеристика компрессора ... 299
Техническая характеристика воздухосборника ... 300

Системы боросодержащей воды и борного концентрата TB ... 303

Упрощенная схема системы борного концентрата ... 305
Упрощенная схема системы боросодержащей воды ... 306
Расположение оборудования систем боросодержащей воды и борного концентрата ... 307

Разрез двойного торцевого уплотнения ... 307
Общий вид электронасосного агрегата типа Х ... 307
Схема демонтажа электронасосного агрегата типов Х и АХ ... 307
Технические характеристики насоса TB10D01 ... 308
Технические характеристики насосов TB10D02,03,04 ... 308
Разрез насоса типа Х ... 308
Общий вид одноступенчатого насосного агрегата типа ХГ ... 309
Технические характеристики баков TB10B01,02 ... 309
Технические характеристики насосов TB30D01,02 ... 309
Технические характеристики насоса TB30D03 ... 310
Технические характеристики баков TB30B01,02 ... 310
Технические характеристики монжюса TB10B03 ... 310
Разрез электронасоса типа ХГ ... 310
Конструкция можюса TB10B03 ... 311

Система дистиллята TN ... 313

Упрощенная схема системы TN ... 315
Расположение оборудования системы TN в здании РО ... 315
Технические характеристики баков TB40B01,02 ... 316
Общий вид электронасосного агрегата типа Х ... 316
Разрез насоса типа Х ... 316
Конструкция двойного сальникового уплотнения типа СД ... 316
Технические характеристики насосов TN21-23D01 ... 317

Узел реагентов реакторного отделения TB20 ... 321

Упрощенная схема узла реагентов РО ... 323
План РО на отм. -4.20 ... 324
Общий вид насоса-дозатора типа НД 25/250 ... 325
Упрощенное устройство насоса НД 25/250 ... 326
Общий вид насоса типа НД 0,5 Э 100/10 ... 326
Устройство насоса с заводской маркировкой НД...Э ... 327
Упрощенная схема регулирования подачи насосов-дозаторов TB20D01-04 ... 328

Системы вентиляции реакторного отделения TL ... 331

Упрощенная схема вентиляции гермооболочки блока с ВВЭР-1000 ... 333
Разрез РО АЭС с реактором ВВЭР-1000 по унифицированному проекту ... 335
Упрощенная схема вентсистемы TL02 ... 336
Устройство воздухоохладителя пластинчатого ... 336
Упрощенная схема вентсистемы TL22 ... 337
Устройство изолирующего клапана ... 338
Упрощенная схема ремонтно-аварийной вытяжной вентсистемы TL21 ... 338
Конструкция клапана избыточного давления приточно-вытяжной вентиляции в ЗСР ... 339
Принципиальная схема организации приточно-вытяжной ветиляции в ЗСР ... 340
Конструкция фильтра типа ФАРТОС-Ц-500 ... 342
Аэрозольные фильтры типа Д(а) и Дкл(б) ... 342
Угольный адсорбер типа АУ ... 343
Схема монтажа адсорберов типа АУ в “колонку” ... 343

# Система аварийно-планового расхолаживания TQ12,22,32

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы аварийно-планового расхолаживания.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов системы CA03:
  - Описать насосы расхолаживания TQ12,22,32D01.
  - Описать теплообменники CA03 TQ10-30W01.
  - Описать бак аварийного запаса борной кислоты ГА-201.
  - Описать предохранительные клапаны TQ40S08,09.
- Нарисовать принципиальную схему системы CA03 TQ.
- Описать ввод в работу системы на плановое расхолаживание 1 контура.
- Описать особенности работы системы на отвод остаточных энерговыделений при сниженном уровне теплоносителя в реакторе.
- Описать алгоритм работы системы в условиях МПА.
- Назвать ТЗиБ, защищающие систему от переопрессовки давлением более 18 кгс/см$^2$.
- Назвать защиты, вызывающие автоматическое включение насосов TQ12(22,32)D01.
- Описать проблемы, могущие возникнуть при работе системы TQ в условиях МПА при наличии на оборудовании 1 контура стекловолокнистой теплоизоляции и компенсирующие их технические мероприятия.

**Объяснить назначение, общее устройство и эксплуатацию системы аварийно-планового расхолаживания активной зоны TQ.**

# Назначение и проектные основы системы аварийно-планового расхолаживания TQ

При нормальной работе блока АЭС на мощности тепловая энергия, вырабатываемая в реакторе, отводится через ПГ во 2 контур, где она срабатывается на турбогенераторе. После останова реактора мощность быстро снижается до долей процента, но за счет запаздывающих нейтронов, радиоактивного распада продуктов деления и аккумулирующей способности материалов активной зоны тепловыделение продолжается.

Остаточное тепловыделение может ориентировочно определяться по формуле:

$$Q_{ост} = 0{,}07N_0\{t_п^{-0{,}2} - (t_п + t_0)^{-0{,}2}\}$$

$t_п$ - время после останова реактора, сек;

$t_0$ - длительность работы реактора до останова на мощности $N_0$, сек.

В реакторах типа ВВЭР через 60 сек. после срабатывания аварийной защиты остаточное тепловыделение составляет около 5,7% от номинальной мощности, через 15 минут оно снижается до 3,2%, а через сутки - до 0,9%. Однако даже после достаточно длительной выдержки ядерное топливо продолжает выделять остаточное тепло.

В условиях нормальной эксплуатации температура оболочек твэлов находится на уровне 340 $^0$C, при этом температура в центре топливного сердечника достигает 1600$^0$C. При внезапном прекращении подачи теплоносителя в активную зону реактора в оболочках твэлов сначала могут появиться дефекты, а затем может произойти повреждение оболочек и топлива.

Для изготовления оболочек твэл реакторов ВВЭР используется циркониевый сплав типа Э110. Плотность данного сплава 6,55 гр/см$^3$, температура плавления 1860 $^0$C. Используемые в реакторах ВВЭР в качестве топлива таблетки из двуокиси урана имеют температуру плавления около 2800 градусов.

При исследовании свойств циркониевого сплава было выявлено, что температура 350 $^0$C является своеобразной критической точкой, после которой прочностные свойства сплава ухудшаются, а пластические увеличиваются. Наиболее резко свойства изменяются в интервале 400-500 $^0$C. При температуре около 1000 градусов цирконий взаимодействует с водяным паром по реакции его окисления:

$$Zr + 2H_2O \rightarrow ZrO_2 + 2H_2$$

При 1200 градусах эта реакция протекает быстро.

При этом выделяется тепло реакции, которое далее разогревает оболочку до плавления (1860 градусов) с поверхности вглубь толщины трубки, при этом образуется много водорода.

Выгруженные из ядерного реактора отработавшие три года ТВС содержат внутри твэлов большое количество радиоактивных веществ (“осколков” деления урана). Сразу после выгрузки одна отработавшая ТВС содержит, в среднем, 0,3 миллиона кюри р/а веществ, которые выделяют энергию 100 кВт. Только по мере выдержки отработавших ТВС в воде БВ их радиоактивность уменьшается и мощность остаточных энерговыделений снижается.

*Остаточное тепловыделение одной ОТВС реактора ВВЭР-1000*

| *Продолжительность выдержки* | *Мощность тепловыделений квт* |
|---|---|
| *3 месяца* | *14* |
| *6 месяцев* | *11* |
| *1 год* | *6* |
| *2 года* | *2,8* |
| *3 года* | *1,7* |

Если отработавшую ТВС даже после продолжительной выдержки вынуть из воды и оставить на воздухе без чехла, то она разогреется до температуры, указанной ниже.

| *Продолжительность выдержки* | *3 месяца* | *6 месяцев* | *1 год* | *2 года* | *3 года* |
|---|---|---|---|---|---|
| *Температура на поверхности ТВС, градусов* | *270* | *220* | *120* | *75* | *55* |

Один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки - это ограничение последствий возможных аварий. В соответствии с требованиями ОПБ-88 в проектах РУ должны иметься средства, направленные на предотвращение проектных аварий и ограничение их последствий.

Все это обуславливает необходимость в аварийной системе охлаждения активной зоны, способной вступить в действие при нарушении циркуляции теплоносителя в контуре охлаждения реактора. В соответствии со всем вышесказанным на АЭС с ВВЭР-1000 и имеется система аварийно-планового расхолаживания низкого давления, предназначенная для:

- аварийного расхолаживания активной зоны и последующего отвода остаточных тепловыделений при авариях, связанных с разуплотнением 1 контура;
- планового расхолаживания во время останова РУ и отвода остаточных тепловыделений активной зоны при проведении перегрузки;
- отвода остаточных тепловыделений при проведении ремонтных работ на оборудовании РУ со снижением уровня теплоносителя в реакторе до оси патрубков "холодных" ниток петель без выгрузки зоны.

В основу проекта системы аварийно-планового расхолаживания активной зоны положены следующие критерии и требования, предъявляемые к ней со стороны реакторной установки (пункт 3.3.1.3ТОБ):

- во всех ситуациях обеспечить подачу в первый контур раствора борной кислоты с расходом 250-300 $м^3$/час при давлении в 1 контуре 21 $кгс/см^2$ и 700 - 750 $м^3$/час при давлении в первом контуре 1 $кгс/см^2$ и температуру РБК не ниже 20 $^0C$
- обеспечить подачу в контур борного раствора с концентрацией не менее 16 кг/кг борной кислоты, в начальный момент;
- обеспечить подачу воды в аварийных ситуациях не позднее, чем через 35-40 сек с момента достижения давления в 1 контуре 21 $кгс/см^2$;
- она должна допускать возможность опробования (поканально) при работе блока на мощности и при этом не терять своих функциональных свойств;
- система должна работать как во время аварийных ситуаций, так и в послеаварийный период (в течение всего периода нахождения топлива в активной зоне);
- система должна иметь возможность кратковременного вывода в ремонт ее элементов в составе одного канала при работе реактора на мощности;
- система обеспечивает защиту 1 контура от переопрессовки в "холодном" состоянии;
- она должна иметь трехканальную структуру, т.е. соответствовать структуре остальных систем безопасности.

Система САОЗ совмещает функции устройства нормальной эксплуатации и защитного устройства. Как защитная система безопасности, система обеспечивает отвод тепла от активной зоны в аварийных режимах, как устройство нормальной эксплуатации обеспечивает отвод тепла от активной зоны в режимах планового и ремонтного расхолаживания.

В соответствии с принципами единичного отказа и необнаруженного отказа система выполнена из 3 каналов, каждый из которых может выполнять функции всей системы. Таким образом, степень резервирования равна двум. Такая степень резервирования системы достаточна для выполнения функций системы при сочетаниях повреждений, определенных в ОПБ, поэтому отказ в одном канале не приводит к потере функциональных свойств системы.

Система аварийно-планового расхолаживания является защитной системой безопасности и относится к 1 категории сейсмостойкости. Пространственное разделение каналов с установкой стен и перекрытий, огнестойкостью не менее 1,5 часа, и наличие системы АУПТ кабельных помещений позволяет сохранять работоспособность системы при пожаре в одном из каналов. Все оборудование и трубопроводы выполнены по 1 категории сейсмостойкости и рассчитаны на максимальное расчетное землетрясение (МРЗ), что обеспечивает выполнение системой своих функций при МРЗ.

## Краткое описание системы аварийно-планового расхолаживания

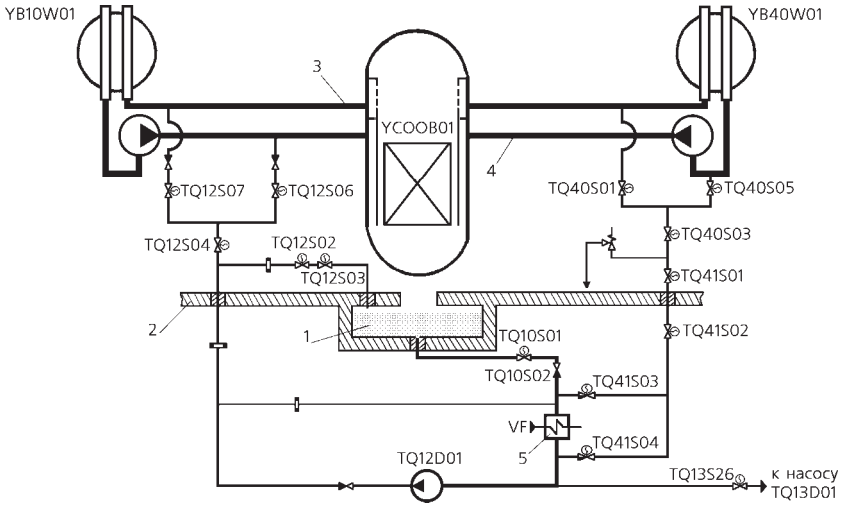
В соответствии с требованиями единичного отказа и не обнаруженного отказа система аварийно-планового расхолаживания выполнена их трех каналов, каждая из которых может выполнять назначение всей системы. САОЗ (активная часть) низкого

давления состоит из трех каналов TQ12, TQ22 и TQ32. Каждый из каналов TQ12,22,32 включает в себя:

- насос аварийного расхолаживания TQ12(22,32)D01;
- бак аварийного запаса бора TQ10,20,30B01;
- теплообменник аварийно-планового расхолаживания TQ10(20,30)W01;
- трубопровод Ду600, связывающий бак TQ10(20,30)B01, теплообменник TQ10(20,30)W01 и насос TQ12(22,32)D01;
- трубопровод Ду300, связывающий насос TQ12(22,32)D01 с 1 контуром;
- трубопровод Ду300 отбора воды из 1 контура;
- вспомогательные трубопроводы и арматуру.

*Упрощенная схема системы аварийно-планового расхолаживания (на примере канала TQ12)*

*1 - бак аварийного запаса бора TQ10-30W01*
*2 - гермооболочка*
*3 - "горячая" нитка петли*
*4 - "холодная" нитка петли*
*5 - теплообменник расхолаживания TQ10W01*




Все три канала системы обеспечивают подачу борированной воды в верхнюю и нижнюю камеры смешения реактора; в режиме ремонтного расхолаживания вода подается только в верхнюю камеру. Два канала системы подключаются к трубопроводам связи "ГЕ САО3 - реактор", а третий канал - к "горячей" и "холодной" ниткам одной из циркуляционных петель: 1 канал -к "холодной и "горячей" ниткам петли №1; 2 канал- к YT13,14B01; 3 канал-YT11,12B01.

На напорной линии насоса аварийного расхолаживания устанавливается оперативная арматура, обратные клапаны, а также нормально открытая арматура, которые обеспечивают необходимое направление движения теплоносителя в режимах аварийного и планового расхолаживания. Энергоснабжение арматуры осуществляется от того же канала безопасности (2 категория надежного питания), что и двигатель насоса аварийного расхолаживания.

Установленные последовательно два обратных клапана, задвижки с дренажем обеспечивают отсечение высокого давления от низкого.

Для защиты оборудования и всасывающих трубопроводов системы вне герметичной части от превышения давления на линии планового расхолаживания в герметичной части установлены предохранительные клапана.

По всасу система подключается к баку-приямку ГА-201 герметичной оболочки, а также к "холодной" или "горячей" нитке четвертой петли ГЦК (линия планового и ремонтного расхолаживания).

При работе блока на мощности, в аварийной ситуации с разгерметизацией 1 контура система подключена к баку-приямку, во всех остальных режимах забор воды производится из 4 петли ГЦК.

Для обеспечения заданной скорости расхолаживания 1 контура при плановом расхолаживании и аварийном расхолаживании при целом 1 контуре на трубопроводе перед теплообменником САО3 и на байпасе теплообменника установлено два регулирующих клапана.

Насос аварийного расхолаживания имеет линию рециркуляции Dy150 с дроссельной шайбой TQ12-32E02 и арматурой TQ12-32S02,03 (именуемую операторами БЩУ "большой" рециркуляцией), которая обеспечивает опробование насоса на ГА-201 с расходом до 248 м$^3$/час. Насос аварийного расхолаживания также имеет линию рециркуляции Dy50 с дроссельной шайбой TQ12-32E10 без арматуры (именуемую операторами БЩУ "малой" рециркуляцией), которая обеспечивает лишь кратковременное опробование насоса. Нежелательность длительной работы насоса по линии "малой" рециркуляции определяется тем, что она рассчитана на расход до

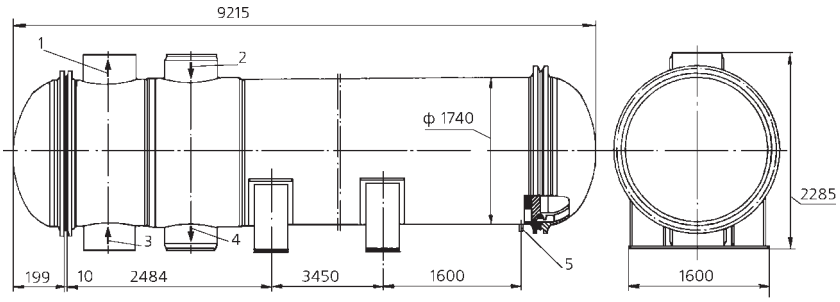
15 м$^3$/час, насосы при этом работают вне зоны рабочей характеристики, с малым расходом и повышенной вибрацией. Вследствие этого завод-изготовитель насосов САО3 допускает работу насосов с минимальной подачей 16 м$^3$/час только в течение 10% времени от общей наработки до капитального ремонта.

На напоре насоса аварийного расхолаживания установлена дроссельная шайба, обеспечивающая устойчивую работу насоса при полностью разуплотненном 1 контуре. Предусматривается совместная одновременная работа спринклерного насоса TQ11(21,31)D01 и насоса аварийно - планового расхолаживания TQ12(22,32)D01, имеющих общие теплообменники САО3 TQ10(20,30)W01, бак аварийного запаса бора и всасывающие трубопроводы Dy600.

# Описание оборудования системы аварийно-планового расхолаживания

## Теплообменник аварийно-планового расхолаживания TQ10(20,30)W01

Предназначен для охлаждения воды 1 контура при аварийных ситуациях, связанных с разуплотнением трубопроводов и оборудования 1 контура в аварийных ситуациях. Также используется при нормальной эксплуатации в режиме планового расхолаживания, на момент ее подключения остаточные тепловыделения составляют 33,2 мВт (через ~ 5 часов после останова РУ). Расположен в обстройке РО на отметке 0,0 в помещениях А-123/1,2,3.




*Общий вид теплообменника САО3*

*1 - выход техводы VF*
*2 - вход воды I контура*
*3 - вход техводы VF*
*4 - выход воды I контура*
*5 - дренаж по среде I контура*

Конструктивно представляет собой поверхностный, горизонтальный теплообменник кожухотрубчатого типа, двухходовой по охлаждающей воде, с компенсацией температурных перемещений при помощи плавающей головки. Охлаждающей средой является техническая вода группы "А", циркулирующая по трубкам, применено противоточное движение охлаждающей и охлаждаемой сред.

*Характеристики т/о TQ10(20,30)W01*

| *Наименование*<br>*Среда* | *Межтрубное пространство*<br>*раствор борной кислоты* | *Трубное пространство*<br>*техническая вода гр."А"* |
|---|---|---|
| *Расход т/час, не более* | *1750* | *3000* |
| *Давление расчетное кгс/см$^2$* | *21* | *5* |
| *Давление гидроиспытаний кгс/см$^2$* | *29* | *8* |
| *Расчетная температура, $^0$C* | *130* | *75* |
| *Гидравлическое сопротивление кгс/см$^2$* | *0,7* | *0,45* |
| *Объем* | *10,5* | *9,3* |
| *Поверхность теплообмена м$^2$* | *935* | |

Количество теплообменных труб 1878 штук диаметром 25 х 1,4. Все элементы теплообменника, омываемые водой 1 контура, изготовлены из нержавеющей стали, остальные элементы - из углеродистой.

Конструкция теплообменного аппарата за весь срок службы (30 лет) допускает:

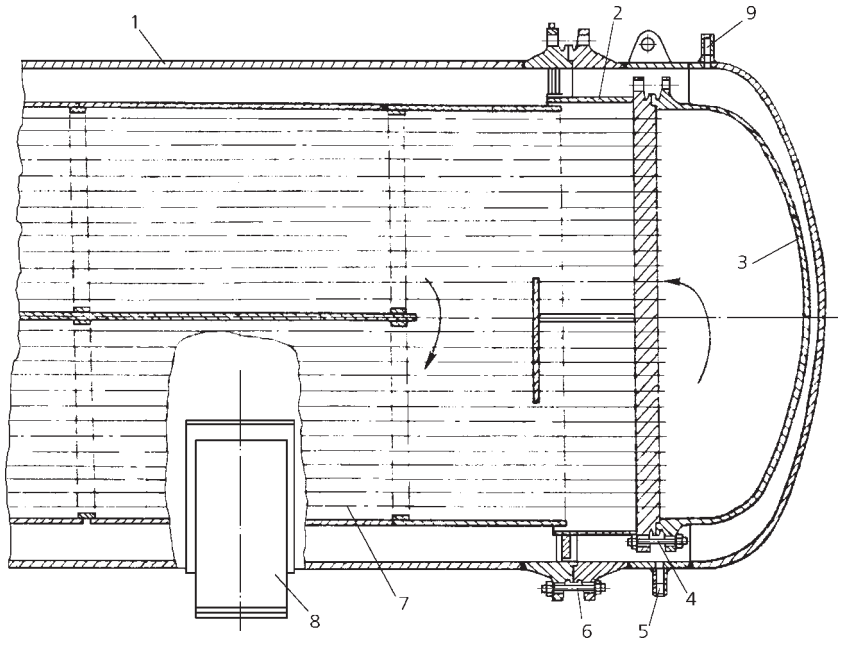
- число плановых включений - не более 90;
- число режимов нарушений нормальных условий эксплуатации, сопровождающихся внезапным прекращением и восстановлением подачи любой из сред - не более 30;
- нерегламентированную скорость изменения температур охлаждающей воды.

При плановых ремонтах теплообменников TQ10(20,30)W01 на блоках был выявлен ряд дефектов. Рассмотрим их кратко.

Из-за высокого содержания солей в техводе группы "А" VF наблюдаются коррозионные повреждения трубных досок, патрубков и крышек, изготовленных из стали 12Х18Н10Т.

*Конструкция теплообменника САО3 TQ10(20,30)W01*

*1 - обечайка*
*2 - плавающая головка*
*3 - донышко*
*4 - 28 шпилек М36*
*5 - дренаж по среде 1 контура*
*6 - 40 шпилек М40*
*7 - 1878 теплообменных трубок ф25х1,4*
*8 - опора скользящая*
*9 - воздушник по среде 1 контура*




Данная проблема распространяется на все теплообменники РО, охлаждаемые техводой VF.

В настоящее время по техрешению РЦ-1,2/2659 установлена протекторная защита TQ10(20,30)W01 для их защиты от коррозии.

При плановом вскрытии теплообменников САО3 уже несколько раз обнаруживались повреждения сварных швов приварки разделительной перегородки в камере техводы или ее частичный отрыв от корпуса теплообменника. В связи с большой площадью перегородки в камере техводы и значительном сопротивлении т/о по VF в режимах заполнения систем техводы большим расходом могут возникать гидроудары. При развороте опорожненной системы VF необходимо производить запуск насосов QF только на закрытую напорную задвижку с последующим плавным ее открытием шагами.

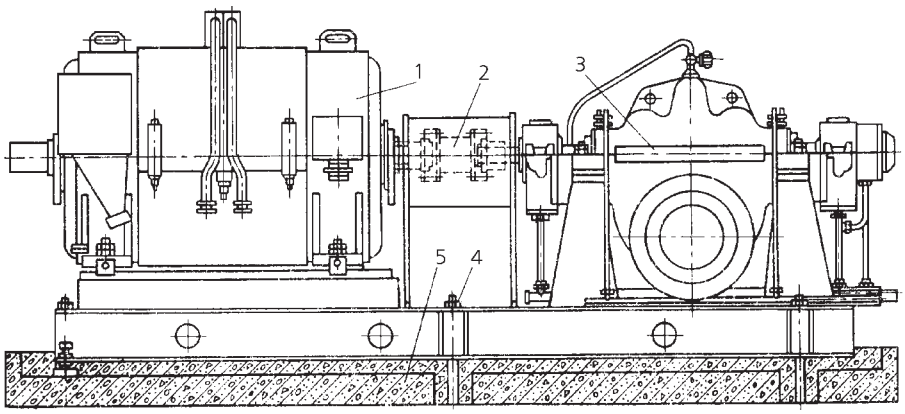
При подключении теплообменников TQ10(20,30)W01 в работу на плановое расхолаживание РУ нужно помнить, что расчетное давление работы теплообменника составляет не более 21 кгс/см$^2$, а разность температур на входе в т/о и в 1 контуре должно быть не более 60 $^0$С. Также необходимо плавно повышать давление в теплообменниках и подводящих трубопроводах подрывом TQ41-43S01,02.

## Насосы аварийного расхолаживания TQ12(22,32)D01

Агрегат электронасосный центробежный TQ12(22,32)D01 типа ЦНР-800-230 изготовления НПО им. Фрунзе (г. Сумы) предназначен для расхолаживания активной зоны реактора при аварийных режимах и в режимах планового расхолаживания на АЭС с блоками ВВЭР-1000. Конструктивно насос выполнен унифицированным со спринклерным насосом TQ11(21,31)D01 типа ЦНСА 700-140, отличается от него большим диаметром рабочего колеса.

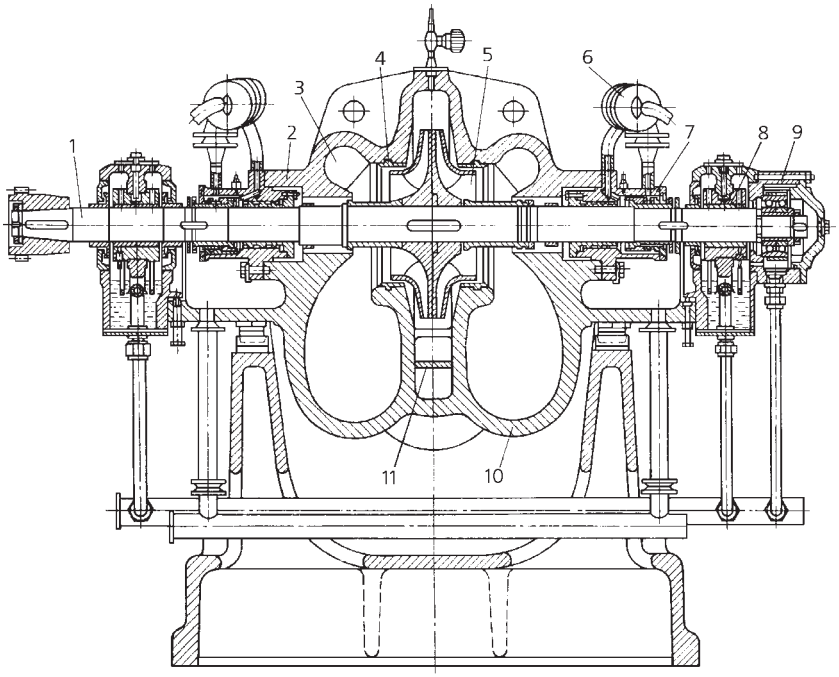
*Общий вид насоса типа ЦНР-800-230*

*1 - электродвигатель*
*2 - зубчатая муфта*
*3 - насос*
*4 - анкерный болт*
*5 - железобетонный фундамент*




Насос этого агрегата одноступенчатый. Проточная часть его состоит из двустороннего полуспирального подвода, рабочего колеса, посаженного на вал по скользящей посадке и спирального полузавиткового отвода, расположенного в корпусе и в крышке насоса.

Рабочее колесо уплотнено щелевыми уплотнениями для ликвидации внутренних перетечек перекачиваемой жидкости с напора на всас. Корпус насоса имеет горизонтальный разъем, который уплотняется паронитовой прокладкой.




*Конструкция насосов САОЗ типа ЦНР-800-230*

*1 - вал*
*2 - крышка корпуса*
*3 - полуспиральный подвод*
*4 - внутреннее щелевое уплотнение*
*5 - рабочее колесо*
*6 - выносные теплообменники*
*7 - торцевое уплотнение*
*8 - гидродинамический подшипник*
*9 - упорный шарикоподшипник*
*10 - корпус*
*11 - спиральный двухзавитковый отвод*

Уплотнение вала насоса - механическое одинарное торцевое с подачей к нему охлаждающей воды от автономной системы. Подключение системы аварийно-планового расхолаживания к 1 контуру производится при t = 150 $^0$C.

С учетом этого при проектировании насосов ЦНР-800-230 для снижения температуры в торцевых уплотнениях до приемлемой величины порядка 60 $^0$C был принят ряд конструктивных мер.

Материалы уплотнения вала насоса расхолаживания выбраны исходя из условий совместимости с прокачиваемой через них средой. Расчетная температура их работы около 150 $^0$C. Для уменьшения передачи тепла от перекачиваемой жидкости в область уплотнения установлены встроенные теплообменники (термобарьеры).

Для охлаждения собственно уплотнения установлен выносной теплообменник и встроенный лабиринтно-винтовой насос, развивающий давление, достаточное для обеспечения требуемого расхода уплотняемой жидкости через холодильник.

Контур охлаждения торцевого уплотнения снабжен воздушником для выпуска воздуха. Согласно требованию завода-изготовителя воздухоудаление производится при температуре перекачиваемой среды в насосе 60 $^0$C. При повышении температуры торцевых уплотнений более 60 $^0$C нормальная эксплуатация насосов TQ12(22,23)D01 запрещается.

Опорами ротора служат гидродинамические подшипники скольжения с кольцевой масляной смазкой. Маслованны подшипников заполняются маслом турбинным Т-22 или Тп-22. Циркуляция масла обеспечивается за счет двух маслоотбойных колец, охлаждение масла - за счет встроенного в маслованну змеевика с подачей в него техводы группы "А".

Применение в насосе рабочего колеса с двухсторонним входом разгружает осевое усилие ротора. Остаточные осевые усилия на роторе воспринимаются сдвоенным шариковым радиально-упорным подшипником. Выбег ротора насосных агрегатов TQ12,22,32D01 при останове должен быть не менее 20 сек.

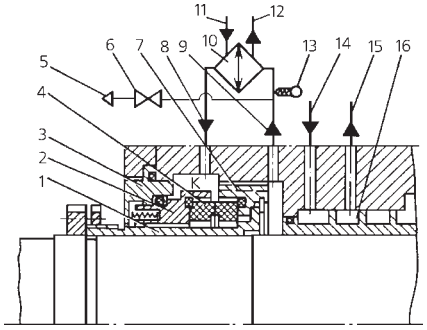
Конструкция насоса исключает попадание конденсата для отмывки бора в полости насоса, связанные с перекачиваемой средой. Слив конденсата производится в сливной коллектор протечек насоса.

Насос приводится в движение электродвигателем типа 2АЗМI-800/6000 - УХЛ4 мощностью 800 кВт, асинхронным, с замкнутой системой вентиляции через охладитель, охлаждаемый техводой группы "А".

Насос соединяется с электродвигателем с помощью зубчатой муфты. Направление вращения насоса - по часовой стрелке, если смотреть со стороны двигателя.

Срок службы насоса - 30 лет, насос и его крепление к фундаменту удовлетворяют требованиям к оборудованию 1 категории сейсмостойкости.

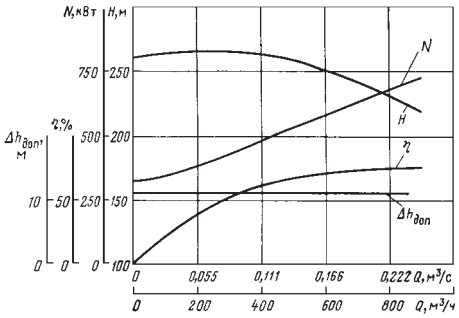
Насосы не имеют собственных защит, требующих отключения насоса.




*Конструкция узла уплотнения вала в насосах ЦНР-800-230*

*1 - вращающийся элемент*
*2 - аксиально-подвижный элемент*
*3 - корпус*
*4 - торцевое уплотнение*
*5 - воздушник*
*6 - вентиль*
*7 - винтовой насос*
*8 - подвод воды к камере уплотнения от теплообменника*
*9 - отвод воды из камеры уплотнения к внешнему теплообменнику*
*10 - внешний теплообменник*
*11 - подвод техводы*
*12 - отвод техводы*
*13 - ТСП*
*14 - подвод техводы*
*15 - отвод техводы*
*16 - встроенный теплообменник*

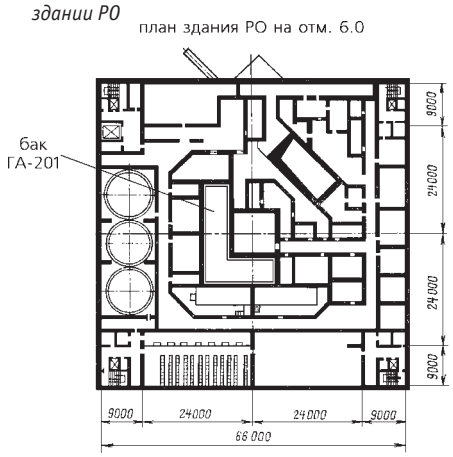
*Характеристика насоса ЦНР-800-230 при n=2970 б/мин.*



*Характеристики насосов TQ12(22,32)D01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Подача, $м^3$/час | 800 |
| Напор, $кгс/см^2$ | 23 |
| Температура перекачиваемой среды, $^0C$ | 10 - 150 |
| Мощность насоса, кВт | 681 |
| Частота вращения, об/мин | 2970 |
| Допустимый кавитационный запас, не менее, $кгс/см^2$ | 1,1 |
| Время полного разворота, сек | 7,5 |
| Ресурс до капремонта, лет | 5 |
| Утечка через уплотнения, не более, $м^3$/час | 0,001 |
| Расход техводы на охлаждение насосного агрегата, включая двигатель, $м^3$/час | 11,6 - 12,6 |
| Допустимая виброскорость на корпусах подшипников, мм/сек | J4,5 |
| Тип масла для смазки подшипников насоса и электродвигателя | Т-22, Тп-22, Тп-22С |
| Допустимые отклонения по напору, % | 3 |

*Расположение бака аварийного запаса бора в здании РО*




## Бак аварийного запаса бора TQ10,20,30W01 (ГА-201)

Бак аварийного запаса борной кислоты TQ10-30B01 представляет собой Г - образное (в плане) облицованное нержавеющей сталью помещение, входящее в состав герметичной зоны реакторного отделения (СЛА). Верхняя часть бака образована перекрытием на отметке 13.2, соединенным с баком тремя независимыми сливными устройствами (приемными люками) F = 1,0 $м^2$ в помещениях ГА-306/$_{1,2,3}$. Упомянутое перекрытие является нижней эксплуатационной отметкой герметичного объема оболочки, с которой путем организации уклонов предусматривается слив поступающей воды в бак.

Бак-приямок выполнен из железобетона с облицовкой из нержавеющей стали, заанкерованной в бетон с учетом действия аварийных нагрузок. Для возможности контроля за протечками между нержавеющей облицовкой и бетонной поверхностью выполнен слой второй облицовки из углеродистой стали. Люки бака выступают над полом помещений ГА-306/$_{1,2,3}$ на 200 мм и закрыты нержавеющими металлическими решетками.

При аварии вода из помещений ГА-306/$_{1,2,3}$ попадает в "грязные" отсеки ГА-201 через эти три приемных люка сечением 960x960 мм, над которыми и установлены решетки с ячейкой 100x100 мм, не допускающие попадания в бак-приямок крупных частей изоляции или других посторонних предметов.

В "чистые" отсеки вода попадает, проходя через шестирядные нержавеющие сетки специальной конструкции, установленных поперек бака-приямка около каждого приемного отверстия и делящих бак-приямок на "чистое" и "грязное" отделение. Гидравлические характеристики фильтрующего сетчатого устройства подтверждены расчетом АЭП, архивный N 4382.

Концентрация борной кислоты в баке измеряется периодически, после предварительного перемешивания раствора бора, находящегося в баке. Концентрация автоматически измеряется на напоре насосов аварийного расхолаживания при помощи боромеров типа НАР-Б. Для создания возможности перемешивания раствора борной кислоты в баке внутри его предусмотрен раздаточный коллектор, к которому присоединены линии рециркуляции Dy150 с дроссельной шайбой TQ12-32E02 и арматурой TQ12-32S02,03 от каждого насоса. Коллектор представляет собой трубопровод с равномерно размещенными отверстиями, размещенный в баке и повторяющий его конфигурацию.

Отбор борного раствора из бака-приямка ГА-201 к насосам аварийных систем выполнен с установкой рассекателей, установленных в баке на всасывающие трубопроводы СБ, чтобы с учетом понижения уровня РБК в ГА-201 исключить подсасывание парогазовой смеси в период аварийных режимов и исключить выход насосов из строя.

Падение давления на фильтрующих сетках бака-приямка достаточно мало, чтобы обеспечить требуемую величину располагаемого подпора на всасе насосов аварийных систем. Допустимые суммарные гидравлические потери на рассекателе и сетчатом устройстве одного канала - не более 0,3 $кгс/см^2$ при расходе через одно любое устройство - до 2500 $м^3$/час раствора.

Общий объем бака по результатам реальных замеров на блоке N1 - 680 $м^3$. Согласно ТОБ АЭС указанный необходимый объем был вычислен исходя из расчетных проектных потерь 300 $м^3$ и оставшегося уровня 1,5 м.

*Техническая характеристика бака ГА-201 TQ10-30B01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Объем бака, $м^3$ | 680 |
| Концентрация борной кислоты, гр/кг | 16 |
| Площадь днища, $м^2$ | 181,3 |
| Объем хранящейся борированной воды, $м^3$ | 500 |

## Предохранительные клапаны TQ40S08,09

Всасывающая линия системы аварийно-планового расхолаживания TQ40 от 1 контура к насосам TQ12(22,32)D01 рассчитана на давление до 21 кгс/см $^2$; давление гидроиспытаний - 29 кгс/см $^2$. Для защиты всасывающего трубопровода систем CA03 от переопрессовки проектом предусмотрена установка на всасывающей линии планового расхолаживания предохранительных клапанов. Используются предохранительные клапаны прямого действия типа СППК4-150 или Р55189-150, настраиваемые на давление срабатывания 21,6 - 22,1 кгс/см$^2$. Сброс среды при срабатывании ПК производится на пол помещений ГА $306/_{2,3}$. Производительность предохранительных клапанов по проекту выбрана исходя из условия ложного включения одного насоса ввода бора высокого давления или двух подпиточных насосв. Пропускная способность предохранительных клапанов типа СППК4-150 составляет 200 $м^3$/час (каждого) при полном открытии.

## Клапаны регулирующие TQ41,42,43S03,04

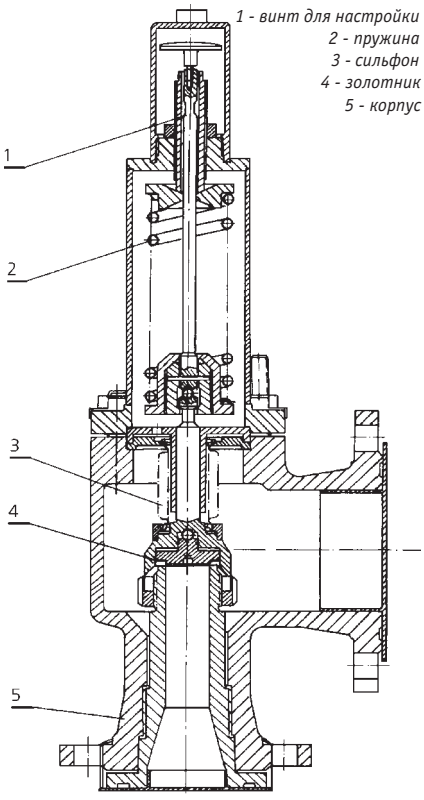
Регулирующие клапаны устанавливаются на байпасе теплообменника и на трубопроводе перед теплообменником CA03, служат для обеспечения заданной скорости расхолаживания 1 контура при плановом расхолаживании и аварийном расхолаживании.

*Технические характеристики регулирующих клапанов*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Тип клапана | И68052-250 |
| Проход условный, мм | 250 |
| Давление условное, кгс/$см^2$ | 40 |
| Температура рабочей среды, $^0C$ | 215 |
| Пропускная способность, $м^3$/час | 1000 |
| Протечки в затворе при перепаде 1 кгс/$см^2$, $м^3$/мин | 0,05 |
| Допускаемый перепад на клапане, кгс/$см^2$ | 14 |

*Конструкция типичного пружинного клапана прямого действия*

*1 - винт для настройки*
*2 - пружина*
*3 - сильфон*
*4 - золотник*
*5 - корпус*




# Эксплуатация системы аварийно-планового расхолаживания РУ

## Работа системы на плановое расхолаживание РУ

При нормальной работе блока АЭС с ВВЭР-1000 система аварийно-планового расхолаживания находится в дежурстве. Это означает, что линия отбора воды из 1 контура TQ40 отсечена (при Р > 18 кгс/см$^2$ закрыты TQ40S01-05, их схемы разобраны). Насосы аварийно-планового расхолаживания TQ12(22,32)D01 в этом случае подключены к баку аварийного запаса бора ГА-201 TQ10(20,30)B01 и готовы к автоматическому включению по сигналам обесточения или разрывных защит CA03.

Соответственно действия оперативного персонала по обслуживанию системы CA03, находящейся в дежурстве, заключаются в ее регулярном внешнем осмотре, отслеживании контролируемых параметров и регламентной проверке работоспособности оборудования системы в соответствии с графиком.

Перед выводом реактора на МКУ должны быть работоспособны все три канала аварийно-планового расхолаживания. При работе реакторной установки на мощности допускается вывод в ремонт одного канала на срок не более трех суток с момента появления дефекта по разрешенной ГИС заявке, при условии подтверждения работоспособности двух других каналов.

Плановое расхолаживание энергоблока проводится в 2 этапа:

- на первом этапе расхолаживание проводится со скоростью 30 $^0$C/час сбросом пара из парогенераторов в конденсатор турбины;
- второй этап расхолаживания начинается при достижении $t_{1к}$ = 150 $^0$C и $P_{1к}$ < 18 кгс/см$^2$. Ввод в работу системы аварийно-планового расхолаживания возможен только на этом этапе, так как она рассчитана на низкое давление.

Ввод в работу системы аварийно-планового расхолаживания начинается со сборки технологической схемы всаса насосов TQ12(22,32)D01 из 1 контура последовательным открытием TQ40S01(02),03(04); закрытием TQ10(20,30)S01 и открытием TQ41-43S01,02.

В этом режиме особенно тщательно необходимо контролировать давление в 1 контуре: 15 < $P_{1к}$ < 18 кгс/см$^2$. Это связано с тем, что при давлении в 1 контуре ниже 15 кгс/см$^2$ эксплуатация ГЦН запрещается, а при повышении давления 1 к > 18 кгс/см$^2$ закрываются TQ40S01-05 действием защит TQS121(I,II,III), TQ111,115,119(I,II,III) и всас насосов TQ12(22,32)D01 переходит обратно на ГА-201 через TQ10(20,30)S01. Открывать задвижки TQ41(42,43)S01,02 нужно плавно, шагами, для того, чтобы медленно поставить под давление всасывающий тракт системы аварийно-планового расхолаживания.

Далее необходимо провести разогрев системы аварийно-планового расхолаживания перед ее подключением на 1 контур. Согласно инструкции 6Э-РЦ трубопроводы до задвижек TQ12(22,32)S04 должны быть прогреты таким образом, чтобы разность между их температурой и температурой 1 контура была менее 60 $^0$ С.

Для разогрева трубопроводов насосы CA03 TQ12(22,32)D01 включаются на малую рециркуляцию через дроссельную шайбу TQ12(22,32)E10 и, в дальнейшем, переводятся на рециркуляцию через TQ41(42,43)S05. Участок отбора воды из 1 контура до задвижек TQ40S03,04 разогревается открытием контрольного дренажа TQ40S06. Иногда для ускорения процесса разогрева кратковременно подрывают TQ12(22,32)S02,03 для подмешивания в тракт горячей воды из 1 контура.

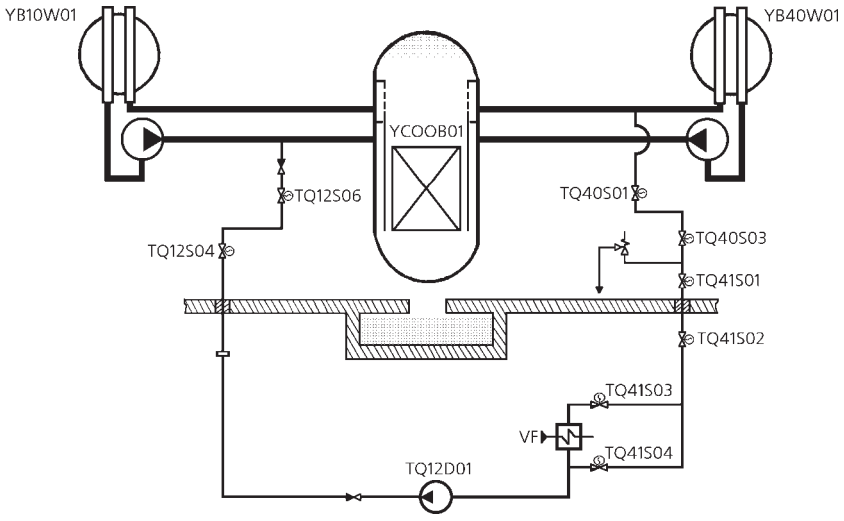
Вышеуказанные два режима - подключение всасывающего тракта аварийно-планового расхолаживания к 1 контуру и его разогрев - являются критическими с точки зрения долговечности работы оборудования, особенно теплообменников TQ10(20,30)W01, и напрямую определяют их ресурс.

После окончания разогрева “рабочего” канала TQ12(22,32) и общих для трех каналов трубопроводов планового расхолаживания закрывают задвижки TQ40S06, TQ41(42,43)S05. Далее нагружают “рабочий” канал, переведя его на расхолаживание 1 контура по следующей схеме:

горячая петля 1 контура → TQ40S01(02) → TQ40S03(04) → TQ41(42,43)S01,02 → TQ10(20,30)W01 → TQ12(22,32)D01 → TQ12S04,22(TQ22S04, TQ32S04) → TQ12S06(TQ22S06, TQ32S06) → холодная петля 1 контура (или НКС РУ)

В этом режиме циркуляция теплоносителя осуществляется как в нормальном режиме: отбор воды 1 контура производится из горячей петли, а охлажденный теплоноситель поступает в холодную петлю. При этом в связи с тем, что 1 контура находится под избыточным давлением, создаются условия для бескавитационной работы насосов TQ12(22,32)D01.

*Схема расхолаживания I контура системой CA03 с температуры 150° C*



## Работа системы на ремонтное расхолаживание РУ

Кроме описанной выше существует еще одна схема ремонтного расхолаживания РУ (или схема обратного тока), когда теплоноситель забирается из холодной петли, а охлажденный в т/о TQ10(20,30)W01 теплоноситель поступает в горячую петлю:

холодная петля 1 контура → TQ40S05 → TQ41(42,43)S01,02 → TQ10(20,30)W01 → TQ12(22,32)D01 → TQ12S04,22(TQ22S04,TQ32S04) → TQ12S07(TQ22S10, TQ32S10) → горячая петля 1 контура (или НКС РУ)

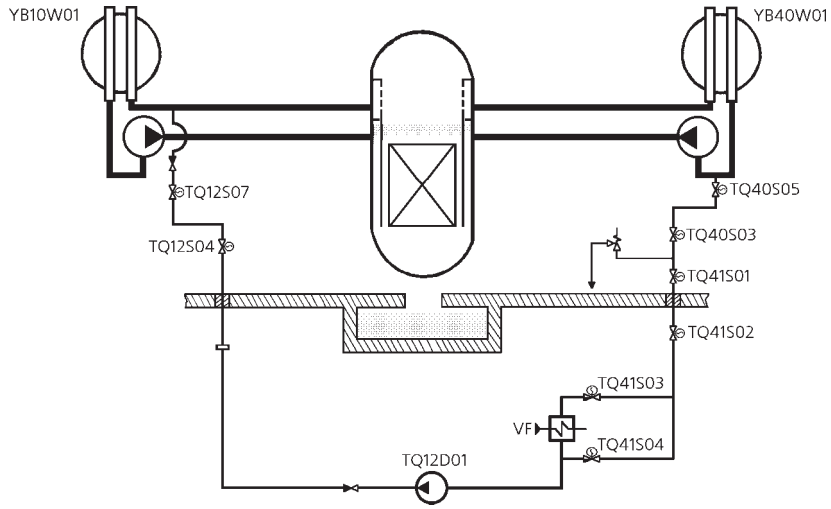
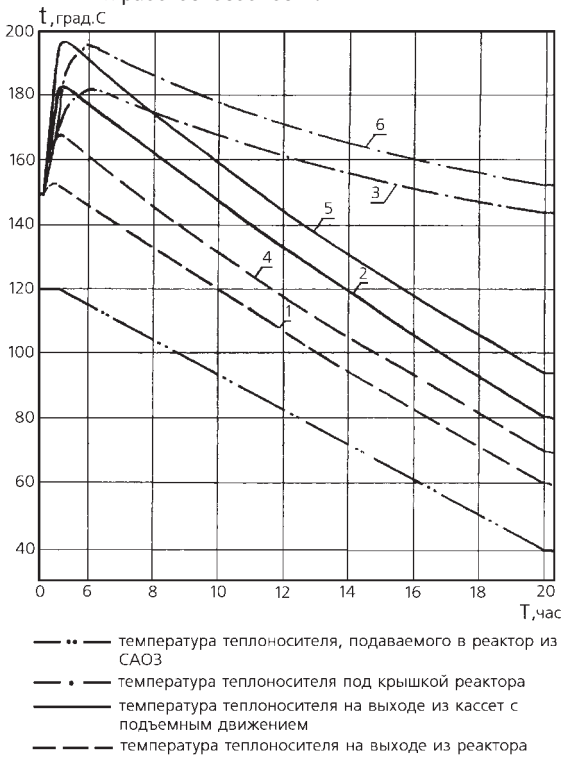



*Схема отвода остаточных энерговыделений от I контура с подключением контура САОЗ в режиме "обратного тока"*

Вариант подключения контура САОЗ по схеме обратного тока через активную зону в режиме планового расхолаживания энергоблока с температуры в 1 контуре 150 °С по данным ОКБ "ГП" неприемлем по следующим причинам:

- Высокие температуры из максимально нагруженных кассет приводят к дополнительному повышению температуры теплоносителя в объеме под крышкой реактора до 180-200 °С.
- При указанных условиях и слабом теплоотводе с верхнего блока (скорость его расхолаживания 1,5 - 3 °С/час), возникают ограничения по возможности снижения давления и расхолаживания компенсатора объема и, в целом, существенно увеличивается время процесса расхолаживания (из-за горячего объема теплоносителя под крышкой).
- В данном режиме возможна неустойчивая циркуляция теплоносителя в отдельных кассетах активной зоны, что может неблагоприятно отразиться на их работоспособности.




*Изменение температуры теплоносителя I контура при расхолаживании РУ со 150° С с САОЗ в режиме "обратного тока"*

*1, 2, 3 - с расходом от САОЗ 1000м³/час.*
*4,5,6 - с расходом от САОЗ 700м³/час*

При проведении технического обслуживания РУ во время "холодного" останова (т.е. когда температура 1 контура снижена менее 70 $^0$C) часто требуется провести ремонт выемной части ГЦН, тэнов КД, коллекторов парогенераторов и т.д. и т.п. Все это связано с необходимостью дренирования горячей нитки ГЦТ. В этом случае, естественно, становится невозможной работа системы аварийно-планового расхолаживания по нормальной схеме с отбором воды из горячей петли ГЦК и возвратом охлажденного теплоносителя в холодную петлю.

Именно в этом случае для отвода остаточных тепловыделений (и только для отвода остаточных энерговыделиний!) и применяется схема ремонтного расхолаживания. Данная схема имеет целый ряд особенностей, которые имеет смысл разобрать более подробно.

Отвод остаточных тепловыделений активной зоны при сниженном уровне в реакторе как правило производится с целью проведения ремонта оборудования реакторной установки, расположенного выше отметки 23,9 - оси "холодных патрубков Ду850 реактора и не требующего выгрузки активной зоны. При этом давление на всасе стоящего насоса TQ12(22,32)D01 будет определяться только высотой столба жидкости (например при дренировании по верхнюю образующую холодной нитки давление будет около 2,4 кгс/см$^2$).

Совершенно очевидно, что при работе насоса аварийно-планового расхолаживания в этом режиме с учетом сопротивления теплообменника САО3, трубопроводов, регуляторов и арматуры давление на всасе работающего насоса будет низким. Реально, исходя из длительного опыта эксплуатации, известно что в таком режиме невозможно поддерживать расход в системе САО3 более 470 т/час.

Исходя из низкого расхода ( 470 м$^3$/час) при работе системы САО3 в режиме обратной циркуляции стабильное поддержание его температуры 1 контура менее 70 $^0$C (что является условием "холодного останова") возможно только через 2-3 суток после останова реактора. Это связано с достаточно высоким уровнем энерговыделения АЗ реактора в первые трое суток.

Согласно данных откорректированного ТОБ 1 энергоблока БалАЭС при непроектном расходе в контуре расхолаживания через систему САО3 (465 м$^3$/час вместо 800 м$^3$/час по проекту) обеспечивается отвод остаточных тепловыделений активной зоны не ранее чем через 50 часов после перевода реактора в подкритическое состояние.

При проведении режима "ремонтного" расхолаживания с обратной циркуляцией необходим строгий контроль за уровнем теплоносителя в реакторе. По данным ОКБ "ГП" критический уровень, при котором может произойти прорыв воздушного ядра воронки в сливной трубопровод САО3 составляет 250 мм к горизонтальному участку трубопровода 1 контура. В этом режиме желательно всегда сличать показания уровнемеров реактора YC00L01,02 и уровнемера КД YP10L05 (за счет связи КД с "холодной" ниткой петли №4 через дренажи).

# Включение и работа системы САО3 в условиях МПА

При работе энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 на мощности система аварийно-планового расхолаживания находится в дежурстве. При аварии основным видом управления является автоматическое управление по командам защит САО3. При этом, в случае обесточивания обеспечивается отключение насосов от шин РУСН 6 кВ и последующее их включение в соответствии с программой ступенчатого пуска. Включение системы аварийно-планового расхолаживания автоматически происходит по:

- сигналу обесточивания, т.е. снижении напряжения на секциях надежного питания 6 кв BV(BW,BX) до 0,25 номинального напряжения, на II ступени ПСП после разворота ДГ;
- сигналу разрывной защиты 1 контура ts10, когда разность температур между температурой насыщения теплоносителя 1 контура и температурой теплоносителя горячих петель первого контура менее 10 $^0$ C;
- сигналу разрывной защиты 1 контура $P_{го}$ > 1,3 кгс/см $^2$, когда давление в герметичной части оболочки РО повышается до 1,3 кгс/см$^2$ (абс.) и более;
- сигналу разрывной защиты 2 контура ts75, когда при уменьшении давления в паропроводе до 50 кгс/см$^2$ и ниже и увеличении разности температур насыщения 1 и 2 контуров до 75 $^0$ C и более, и температуре 1 контура более 200 $^0$ C.

При этом автоматически включается насос аварийного расхолаживания TQ12(22,32)D01, открывается напорная арматура TQ12S04,22 (TQ22,32S04), и если давление из-за течи первого контура упадет ниже 29 кгс/см$^2$, то начнется циркуляция РБК по схеме:

течь 1 контура → гермооболочка → бак ГА-201 TQ10(20,30)B01 → теплообменник TQ10(20,30)W01 → насос TQ12(22,32)D01 → 1 контур а течь и далее

Кроме автоматического управления предусмотрено индивидуальное управление насосами и арматурой непосредственно с БЩУ и РЩУ по схеме, исключающей ложные срабатывания при пожарах, через блоки БПУ в шкафах связи.

При работе защит САОЗ или обесточивании налагается запрет на дистанционное отключение насоса расхолаживания TQ12(22,32)D01; запрет автоматически снимается при достижении любого из следующих параметров (смотри блокировки TQS90,98,106 (1,2,3):

- температура 1 контура мене 70 $^0$C;
- температура переднего подшипника э.дв. более 85 $^0$C;
- температура заднего подшипника эл.дв. более 85 $^0$C;
- температура переднего подшипника насоса более 85 $^0$C;
- температура заднего подшипника насоса более 85 $^0$C;
- температура торцевого уплотнения более 70 $^0$C;
- активность техводы более $5\cdot10^{-10}$ Ки/л;
- давление на всасе менее 0,41 кгс/см$^2$.

Кроме того, для исключения открытия арматуры TQ40S01,02,03,04,05 при высоком давлении в первом контуре (более 18 кгс/см$^2$) автоматически накладывается запрет на управление этой арматурой, а также предусмотрен ряд организационно-технических мер, включая снятие электропитания привода указанной арматуры, что исключает ошибочное действие персонала по открытию арматуры и соединению трубопроводов высокого и низкого давления.

При разработке и конструировании системы проектировщики не смогли предусмотреть некоторые особенности работы системы в этих условиях, выявленные позднее при проведении испытаний системы САОЗ. Имеет смысл перейти к их рассмотрению.

# Результаты испытаний системы САОЗ с имитацией МПА на Запорожской и Южно-Украинской АЭС

## Исходное состояние при испытаниях

Реактор уплотнен, разрыв 1 контура имитировался разборкой крышек арматуры. Состояние 1 контура было различным: в одном случае контур был пуст и разобраны крышки арматуры TQ12S04, TQ22,32S18 в пом. ГА-306, в другом эксперименте контур был заполнен водой до уровня в КД 7,2 Р = 15 атм, сняты крышки первых обратных клапанов от гидроемкостей САОЗ. Заполнен бак ГА-201 (до 330 см) и малые баки САОЗ. Отсеки 1-3 БВ заполнены до перелива, универсальное гнездо БВ пусто с открытым дренажем, в шахтах ревизии оборудования РУ находится вода для имитации слива ГЕ САОЗ.

На полу помещения ГА-407/1 было разложено 8 кубометров теплоизоляции кусками по 50 мм для имитации срыва теплоизоляции с трубопроводов при разрыве. Давление на всасе насосов аварийного впрыска бора (на отм.0,0) составляло 1,38 ати.

## Описание процесса испытаний

По условному сигналу о разрыве 1 контура запускаются все 9 насосов САОЗ (вначале насосы аварийного расхолаживания и аварийного впрыска бора, а через 30 секунд спринклерные насосы на орошение гермозоны).

Вода начала поступать в бак ГА-201 от места “разрыва” через 1 минуту, а вода спринклерных насосов появилась в кольцевом коридоре на отметке 13,6 м через 4 минуты. Открытием дренажей шахт ревизии имитирован слив воды из ГЕ САОЗ в балансе воды в гермозоне.

Уровень воды в ГА-201 за первые 15 минут понизился на 1 метр, затем скорость понижения уровня уменьшилась. Через 40 минут отключены насосы аварийного впрыс

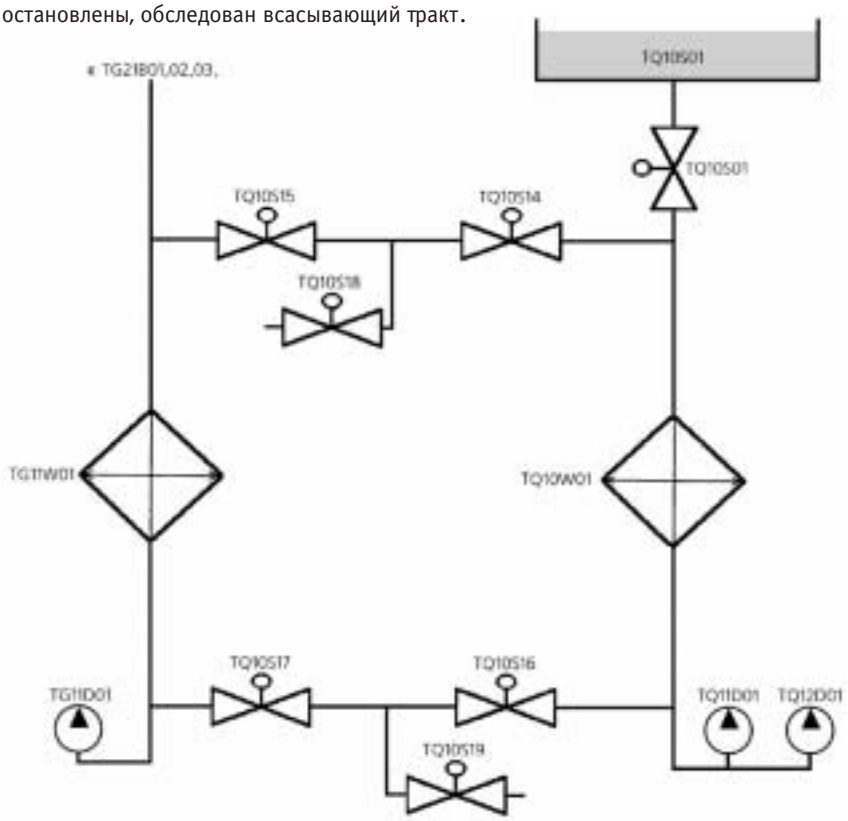
ка бора, т.к. давление на всасе этих насосов приблизилось к нулю ( составляло 0,05 ати) при уровне в ГА-201 198 см. После останова насосов впрыска уровень в ГА-201 (уровнемер стоит в чистом отсеке) повысился до 210 см.

При работе 6 остальных насосов СА03 наблюдалось дальнейшее понижение уровня в ГА-201 до 119 см через 10 часов работы (запас воды в баке остался 200 м$^3$). Вначале перепад на сетках в баке ГА-201 увеличился до 400 см, после чего произошло повреждение сетки (разрыв) и перепад на сетках уменьшился до 190 см.

В установившемся режиме циркуляции воды вне бака ГА-201 находилось около 500 м$^3$ воды при работе 3-х каналов (6 насосов), а при работе 1-го канала СА03 (2 насоса) вне бака находилось 300 м$^3$ воды. На полу кольцевого коридора и в помещениях гермозоны уровень воды составлял 15-45 см при работе 3-х каналов СА03. Установлено, что не дренируемый объем гермозоны составляет 170 м$^3$. Выяснилось, что дренаж отсека универсального гнезда БВ имеет малую пропускную способность, отчего отсек постепенно заполняется полностью, выводя из циркуляции 150 м$^3$ воды. Конструкция ванн дезактивации не обеспечивает плотного прилегания крышки, поэтому ванна заполняется, выводя из циркуляции 50 м$^3$ воды. Дренажи электротехнических помещений не обеспечивали слива поступающей воды, поэтому помещения затоплялись до порогов. После останова всех насосов СА03 стекание воды из гермозоны в ГА-201 происходило за 2 часа (кроме недренируемых участков).

При работе насосов СА03 наблюдалось уменьшение давления на всасе насосов, причем это происходило быстрее, чем понижался уровень в ГА-201. Через 10 часов работы шести насосов давление на всасе насосов составило 0,5 кгс/см$^2$. Насосы были остановлены, обследован всасывающий тракт.

*Схема перемычки TQ-TG (на примере 1 СБ)*




Основное сопротивление составляли теплообменники СА03. Через 10 часов работы в режиме большой течи их сопротивление возросло в 2 раза. При последующем вскрытии на трубках т/о был обнаружен плотный слой теплоизоляции, который не смывался обратным потоком воды, потребовалась разборка и механическая очистка.

Улавливание сорванной теплоизоляции происходило за 8-10 часов на сетках бака и трубках т/о СА03, поэтому включенный после этого чистый канал СА03 обеспечивает длительное расхолаживание РУ. Поэтому для условий МПА было рекомендовано для сохранения работоспособности т/о одного из каналов СА03 отключить один канал после окончания действия запрета на управление и проверки снижения температуры ТВС.

Быстрая же очистка засорившихся т/о СА03 невозможна из-за возникающей высокой их радиоактивности. Поэтому затем необходимо немедленно начать создавать резервный канал СА03 подключением резервного насоса и т/о охлаждения воды БВ с помощью временных трубопроводов на отметке 6,0 м РО.

На Балаковской АЭС это уже учтено и на блоке N 4 до физпуска была выполнена схема подключения т/о системы охлаждения БВ к системам аварийно-планового расхолаживания. На блоках 1, 2, 3 данная схема в настоящее время также реализована по техническому решению. На всех блоках Балаковской АЭС проведена реконструкция бака ГА-201, основной целью которой было усиление крепления фильтрующих сеток и установка рассекателей на всасе насосов расхолаживания. Для повышения эффективности работы системы аварийного расхолаживания и снижения вероятности отказа каналов по общей причине на блоках БалАЭС действуют измененные Технологические регламенты в соответствии с решением от 03.09.90 г.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем аварийно-планового расхолаживания

## Событие, происшедшее 22 июня 1985 года на Балаковской АЭС

22.06.85 года реакторная установка N$^0$1 Балаковской АЭС проходила горячую обкатку после монтажа. В работе были все ГЦН, температура теплоносителя достигла 270 $^0$C, а давление 160 кгс/см$^2$. Гермозона не была закрыта для доступа людей и в ней производились монтажные работы на вспомогательных системах.

В 15:21 без какой-либо видимой причины отключился ГЦН-4, при осмотре параметров персонал БЩУ заметил быстрое падение давления в 1 контуре, которое за 2 минуты уменьшилось до 70 кгс/см$^2$. Одновременно уровень в КД уменьшился с 8 до 4 метров. Были отключены все оставшиеся ГЦН, но параметры РУ не изменялись. На основании сообщений о поступлении значительных количеств горячей воды и пара в гермозону в 15:40 начато расхолаживание РУ сбросом пара из ПГ через БРУ-А. Был включен спринклерный насос на впрыск воды в гермозону, который работал около 10 минут.

Температура в гермозоне понизилась, стало возможным оказание помощи пострадавшим от ожогов паром. При этом выяснилось, что истечение горячей воды в гермозону прекратилось. После быстрого понижения параметров РУ в 16:15 начато подключение к 1 контуру системы аварийно-планового расхолаживания. В это время замечено повторное резкое одновременное падение давления и уровня в КД, и истечение горячей воды в ГЗ. Система САО3 была отключена от РУ.

После расхолаживания РУ подачей холодной подпиточной воды произведен осмотр гермозоны. Обнаружено повреждение трубопровода низкого давления системы аварийно-планового расхолаживания после задвижек TQ40S01-05, отделяющих эту систему от 1 контура.

Одна из двух последовательно установленных задвижек, отделяющих 1 контур от всаса насоса САО3 - TQ40S05 - была обнаружена в открытом положении. По ее состоянию было установлено, что она уже длительное время находится в этом положении (кабель от привода отсоединен, шток открытой задвижки покрыт краской после покраски помещения в мае). По оперативной документации она должна была быть и числилась закрытой, а по ее приводу в журнале дефектов с 9 июня числился неустраненный дефект.

Через 5 суток после признаний членов наладочной группы установлено, что была открыта для опробования вторая отделяющая задвижка TQ40S03 при полной уверенности наладчика в закрытом положении другой (которая на самом деле была открыта). Увидев признаки утечки из 1 контура, наладчик (дублер НСБ), закрыл задвижку.

Комиссия, расследовавшая причины группового несчастного случая, выявила много нарушений правил ТБ и инструкций. Здесь отметим только недостатки организации управления оборудованием. Не был установлен эксплуатационный режим на э/блоке, т.е. режим действия нарядной системы ТБ и действия эксплуатационных нормативов.

Действовавшим на тот момент "Положением о проведении ПНР на БалАЭС" все виды ПНР должны были выполняться лишь по письменной заявке, которая должна была

визироваться начальником цеха и разрешаться ГИС. Фактически последовательность и объем работ, переключений определялся заместителем главного инженера по эксплуатации в журнале сменных заданий в укрупненной форме.

Существовала практика, когда наладчики от имени ЗГИэ передавали НСБ конкретные перечни пускаемого оборудования и опробованной арматуры без подписей начальников цехов и ЗГИэ. Управление оборудованием и арматурой на БЩУ производили не только операторы, но и наладчики самостоятельно без всякого уведомления операторов. В шкафах и сборках управления работали наладчики без какого-либо оформления допуска у оперативного персонала.

Регистрация наладочных переключений не велась. В частности блокировка на арматуру TQ40S01-05, запрещающая ее открытие при давлении в 1 контуре более 18 кгс/см$^2$ находилась в наладке, ею занимался эл/слесарь в процессе разогрева РУ. Другой наладчик (дублер НСБ) поочередно опробовал арматуру CA03, а на БЩУ никто даже не заметил его действий.

## Событие, происшедшее 21 июля 1996 года на Хмельницкой АЭС

21.07.96 года блок N$^0$1 Хмельницкой АЭС находился в остановленном состоянии для перегрузки ядерного топлива. Уровень в реакторе по уровнемеру YC00L01 составлял 166 см, что соответствовало отметке 24,4 (на 10 см выше верхней образующей "холодных" ниток петель). Температура теплоносителя составляла 45 $^0$C, концентрация борной кислоты - 17,3 гр/кг.

В работе по отводу остаточных тепловыделений в режиме "ремонтного" расхолаживания находился канал TQ22 с расходом 470 т/час, давление на всасе насоса 1,36 кгс/см$^2$. Канал TQ32 находился в резерве, а TQ22 - в ремонте.

Состояние оборудования 1 контура было следующим: сняты все датчики положения ОР СУЗ, фланцы ТК и КНИ; коллекторы всех парогенераторов разуплотнены по первому контуру и закрыты временными крышками; извлечены выемные части ГЦН-2,4, их временные крышки к началу событий были сняты; велась подготовка к уплотнению разъемов ГЦН-2,4 для возможности заполнения первого контура до уровня главного разъема и снятия верхнего блока.

В 18:17 оператором БЩУ зафиксировано снижение давления на всасе работающего TQ22D01 менее допустимого. После проверки схемы ремонтного расхолаживания в 18:20 включен TQ32D01, однако через 3 минуты он также отключен из-за низкого давления на всасе. Далее по мере восстановления давления на всасе неоднократно делались попытки включить насосы TQ22,32D01 на рециркуляцию, но безуспешно. Суммарное время работы на 1 контур, начиная с 18:17 до 21:10, составило около 30 минут со средним расходом около 100 тонн/час.

Для отвода остаточных тепловыделений была задействована схема слива теплоносителя через дренажи петель в баки TB30B01,02 с подпиткой 1 контура из ГА-201 от TQ22D01 с визуальным контролем уровня в улитке ГЦН-2. Однако эффективность данной схемы ввиду малой пропускной способности дренажей было незначительно в части поддержания температуры теплоносителя 1 контура менее 70 $^0$C.

Начиная с 19:00 наблюдался рост температур "горячих" ниток петель. Стабилизация наступила на уровне 96-99 $^0$C. Примерно в 20:00 отмечено появление парения на верхнем блоке и коллекторах ПГ. Отдано распоряжение ремперсоналу на уплотнение открытых разъемов улиток ГЦН-2,4. В 21:10 при очередной попытке нагрузить TQ22D01 был получен устойчивый расход в 100 м$^3$/час по линии ремонтного расхолаживания. Сразу после этого наблюдалось снижение температуры "горячих" ниток и прекращение парения на верхнем блоке. Причина нарушения циркуляции к этому моменту оставалась неизвестной.

В 02:00 01.05.96 года после уплотнения улиток ГЦН-2,4 уровень в реакторе был поднят до ГРР и увеличен расход на TQ22D01 до номинального, 1 контур расхоложен до 45 $^0$C.

Как выяснилось при последующем расследовании, около 18 часов 15 минут 30.04.96 ремонтным персоналом ЦЦР в улитку ГЦН-4 была установлена подставка, применявшаяся для снижения дозовых нагрузок при работах на разъеме ГЦН. В результате, проходное сечение контура циркуляции было почти полностью перекрыто. Восстановление давления на всасе насосов происходило только за счет зазоров в месте установки подставки на конус улитки ГЦН-4. Около 21 часа подстав

ка была извлечена непосредственно перед опусканием уплотнительной крышки, после чего восстановление циркуляции стало возможным.

Применение подставки не было предусмотрено ни проектом, ни техпроцессом на ремонт ГЦН. О конструкции и факте применения подставки эксплуатационный персона не был осведомлен. Так же нужно отметить, что никакого контроля за действиями ремонтников на разуплотненном первом контуре в ГО оперативным персоналом не велось. В то же время, ремонтный персонал не имел представления об особенностях режима работы четвертой петли и о связи события с установкой подставки. Как таковое, взаимодействие оперативного и ремонтного персонала полностью отсутствовало.

Учитывая, что в ходе данного нарушения были нарушены условия безопасной эксплуатации, была нарушена процедура согласования применения подставки и не проведен анализ ведения ремонта на безопасность, событие было классифицировано уровнем "2" по шкале опасности INES.

## Событие, происшедшее 22 февраля 1994 года на Балаковской АЭС

22.02.94 года блок №3 Балаковской АЭС находился в остановленном состоянии для перегрузки ядерного топлива. Температура теплоносителя составляла 30 °С, концентрация борной кислоты - 17,9 гр/кг.

В работе по отводу остаточных тепловыделений находился насос 3TQ32D01, каналы 3TQ12,22 находились в резерве. 22.02.94 в 09:59 оперативным персоналом НСБ-3 и ВИУР-3 при плановом опробовании насоса 3TQ22D01 был зафиксирован резкий рост температуры 2го подшипника эл.двигателя с 66 до 86 градусов в течение 1 минуты. В 10:00 насос 3TQ22D01 был отключен персоналом при температуре 2го подшипника эл.двигателя 77 °С. в 11:05 после подтверждения работоспособности резервного насоса 3TQ12D01 и перехода на него насос 3TQ22D01 выведен в ремонт.

При вскрытии подшипника №2 было обнаружено отслоение участка баббита нижнего вкладыша и растирание материала баббита в зазоре подшипника. Причиной резкого повышения температуры и повреждения вкладыша было признано отсутствие масляного клина в соединении вал-подшипник в начальный момент пуска насоса.

Следует отметить, что подобные нарушения на 6 кВ двигателях насосов и самих насосах СБ случались неоднократно (например 14.09.90, 19.11.90, 17.06.91).

## Событие, происшедшее 27 августа - 4 сентября 1993 года на Балаковской АЭС

27.08.93 года блок №1 Балаковской АЭС находился в плановом ремонте. Температура теплоносителя составляла 60 °С, концентрация борной кислоты - 16 гр/кг, давление в 1 контуре - атмосферное.

В работе по отводу остаточных тепловыделений находился насос 1TQ12D01, каналы 1TQ22,32 находились в резерве. 27.08.93 года по заявке РЦ-1 выведен в ремонт насос 1TQ32D01 по дефектам: повышенная температура 3го и 4го подшипников насоса и течь масла по прокладке нижней крышки 4го подшипника.

29.08.93 года насос опробован после ремонта - замечаний не было, о чем был составлен акт. 30.08.93 года по заявке РЦ-1 вторично выведен в ремонт 1TQ32D01 из-за низкого уровня масла в картерах подшипников. 31.08.93 года насос опробован после ремонта - температура 3го подшипника составили 73 °С. По заявке ЦЦР ремонт продлен до 02.09.94. Наконец 02.09.93 года насос опробован после ремонта без замечаний и введен в дежурство.

При последующем расследовании непосредственной причиной перегрева 3,4 подшипников насоса послужила потеря уровня масла из маслованн подшипников. Коренной причиной событий признано то, что конструкция подшипников не позволяет избегать протечек масла через разъемы при работе насоса.

## Событие, происшедшее 9 июня 1994 года на Запорожской АЭС

9.06.94 года блок №2 Запорожской АЭС работал на мощности 901 мВт (эл). Производилось плановое опробование третьего канала СБ по обесточиванию секции 6 кВ надежного питания ВХ. Запуск дизель-генератора и ступенчатое подключение меха

низмов СБ прошли без замечаний. Персоналом БЩУ были отмечены “плавающие” показания расхода насоса 2TQ32D01. Во время осмотра насоса выявлен обрыв импульсной линии до коренного вентиля от расходомерной шайбы на напоре насоса. НС ЦТАИ снял запрет на отключение насоса, насос отключен.

При расследовании данного происшествия было выявлено, что произошли два события:

Событие 1.

- Расчленилась сильфонная сборка с золотником от штока в арматуре 2TQ32S02 на линии рециркуляции насоса;

Событие 2.

- Обрыв импульсной трубки замера расхода насоса 2TQ32D01.

Непосредственной причиной События 1 послужило разрушения стопорного кольца на сочленении сильфонной сборки и золотника со штоком в процессе эксплуатации из-за коррозии. Коренной его причиной признан конструктивный недостаток узла соединения сильфонной сборки и золотника со штоком в арматуре.

Непосредственной причиной События 2 послужила повышенная вибрация насосов и трубопроводов, так как насосы при опробовании работают вне зоны рабочей характеристики. Коренной его причиной признан недостаток проекта и монтажа. Примененный коренной вентиль (тип К3263700-10) имеет значительную массу и не был раскреплен.

# Пассивная часть CA03 YT

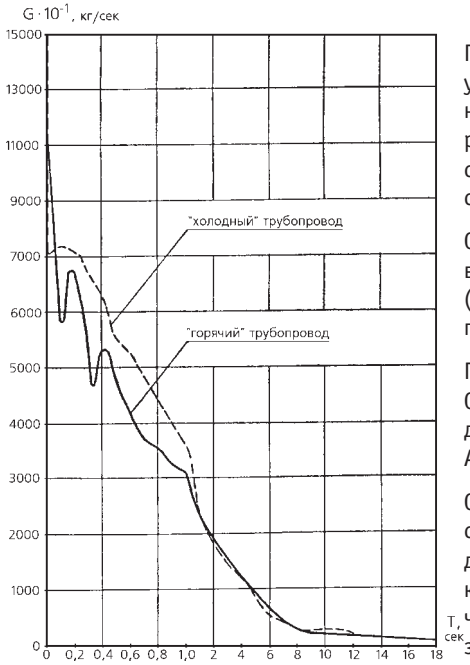
## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы гидроаккумуляторов CA03 YT.
- Объяснить роль, которую играют емкости CA03 при МПА.
- Описать основные технические характеристики и устройство следующих компонентов пассивной части CA03 YT:
  - Гидроемкостей CA03 YT11,12,13,14B01;
  - Обратных клапанов YT11,12,13,14S03,04.
  - Предохранительных клапанов YT11,12,13,14S09,10.
- Назвать меры, принимаемые в пассивной части CA03 для защиты реактора в аварийных режимах от резких перепадов температур.
- Нарисовать упрощенную схему системы гидроаккумуляторов CA03 YT.
- Объяснить назначение линии байпасов обратных клапанов с арматурой Ду15 YT11,12,13,14S05,06,07,08.
- Объяснить особенности водно-химического режима гидроемкостей CA03.
- Назвать сигналы, по которым происходит автоматическое подключение ГЕ CA03 к 1 контуру и отключение от него.

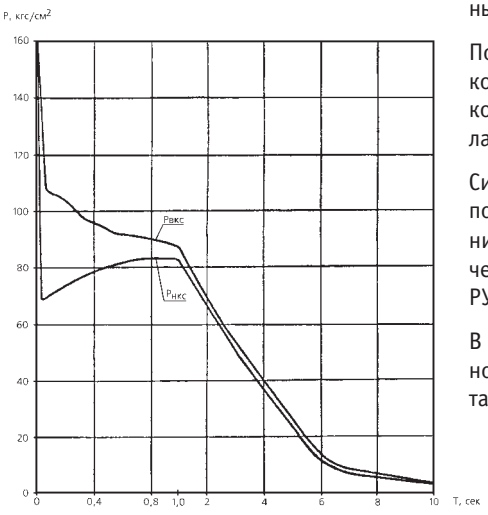
**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы гидроаккумуляторов CA03 YT.**

# Необходимость наличия пассивной части САО3




*Расход течи при разрыве главного циркуляционного трубопровода Ду 850*

*Изменение давления теплоносителя 1 контура при разрыве "холодного" трубопровода Ду 850*




При эксплуатации АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки. Один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки - это ограничение последствий возможных аварий. В соответствии с требованиями ОПБ-88 в проектах РУ должны иметься средства, направленные на предотвращение проектных аварий и ограничение их последствий.

Очень опасны аварии с потерей теплоносителя первого контура, вызываемые повреждением оборудования и трубопроводов. Максимальной проектной аварией (МПА) для реакторов типа ВВЭР-1000 в настоящее время принят разрыв холодной петли трубопровода 1 контура Dy850.

При такой аварии утечка теплоносителя 1 контура в начальный период по расчетам ОКБ "Гидропресс" может достигать 150000 кг/сек. К 6 секунде аварийного процесса давление в первом контуре падает ниже 20 кгс/см$^2$. Практически сразу срабатывает АЗ реактора и разрывная защита 1 контура, инициирующая включение механизмов СБ.

Однако механизмы СБ обладают определенной инерционностью: запаздывание поступления воды в реактор с момента достижения давления в 1 контуре 22 кгс/см$^2$ для насосов аварийно планового расхолаживания TQ12,22,32D01 составляет порядка 35-40 секунд, время запаздывания поступления воды в реактор с момента включения насосов аварийного ввода бора TQ13,23,33D01 составляет около 8 секунд, время запаздывания поступления воды в реактор с момента включения насосов аварийного впрыска бора TQ14,24,34D01 составляет примерно 1 мин 30 секунд. Эти данные приведены без учета разворота дизелей, то есть если в аварийной ситуации вместе с разрывом произойдет обесточение, то указанные времена запаздывания нужно увеличить на 15 сек.

Таким образом, для режимов больших течей необходима такая система безопасности, которая была бы способна вступить в работу в первые моменты аварийного процесса, не допускать оголения активной зоны и функционировать до включения остальных систем СБ.

Подытожив все вышесказанное, быстротечность процессов опорожнения первого контура при МПА и, как следствие, необходимостью оперативной подачи большого количества воды в реактор для предотвращения повреждения оболочек ТВЭЛ обуславливает необходимость применения гидроаккумуляторов САО3.

Система гидроаккумуляторов САО3 является примером удачного конструкторского подхода к разработке систем безопасности, так как в ее основе лежит использование пассивных устройств, которые рекомендованы "Общими положениями обеспечения безопасности АС" (ОПБ-88) для применения в системах безопасности АЭС и РУ.

В некоторых документах систему гидроаккумуляторов САО3 называют еще пассивной частью САО3. Оборудование системы гидроаккумуляторов САО3 согласно проекта имеет оперативную маркировку с латинскими буквами YT.

# Назначение и проектные основы гидроемкостей САО3

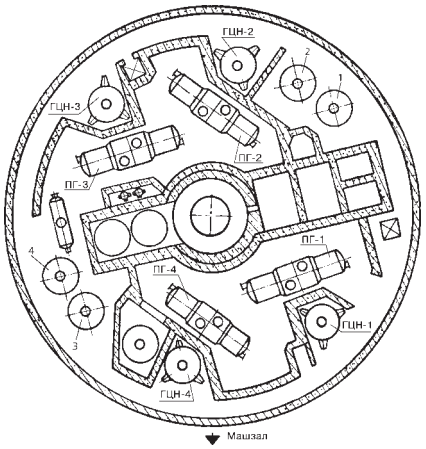
Пассивная часть САО3 предназначена для быстрой подачи раствора борной кислоты 16 гр/кг в реактор для охлаждения активной зоны и ее залива в авариях с потерей теплоносителя, когда давление в первом контуре падает ниже 60 кгс/см$^2$. В соответствии с классификацией оборудования РУ по критериям безопасности система пассивной части САО3 относится к защитным системам безопасности. По классификации оборудования РУ по категориям сейсмостойкости система относится к первой категории.

Оборудование пассивной части САО3 в составе реакторной установки расположено в герметичной защитной оболочке здания РО. В основу проектирования пассивной части САО3 и ее компонентов положено выполнение следующих требований (смотри п.3.3.1.2.1ТОБ):

- система автоматически выполняет заданные функции при любом, требующем ее работы, исходном событии (включая течи, вызывающие зависимый отказ одного из каналов системы) с учетом одного независимого от исходного события единичного отказа в одном из каналов;
- при авариях с потерей теплоносителя система подает в реактор раствор борной кислоты с концентрацией 16 гр/кг и температурой 60-70 $^0$C при давлении в первом контуре менее 60 кгс/см$^2$;
- исключено попадание азота в реактор при срабатывании системы;
- в течение первых 30 минут после аварии не требуется вмешательство оператора в управление системой;
- трубопроводы от гидроемкостей подсоединяются непосредственно к реактору. Подача раствора борной кислоты осуществляется в напорную и сборную камеры реактора;
- обеспечена независимая трассировка трубопроводов и надежное их закрепление с тем, чтобы авария одного трубопровода не вызвала повреждения других;
- обеспечена доступность для контроля и периодических испытаний рабочих элементов системы с целью проверки их работоспособности (испытания и ремонт элементов системы могут проводится только на остановленном реакторе);
- обеспечена работоспособность в условиях окружающей среды под гермооболочкой при авариях с потерей теплоносителя;
- давление в гидроемкостях не превышает расчетное более, чем на 10% во всех проектных режимах;
- в режимах “малой” и “большой” течей оборудование пассивной части САОЗ орошается РБК с концентрацией 16 гр/кг с содержанием гидразин-гидрата 0,1-0,2 гр/кг и едкого калия 3 гр/кг, температура раствора при этом для режима “малой” течи 20-90 $^0$C, для режима “большой” течи 20-150 $^0$C.

*План гермооболочки на отметке 28.8*

*1-гидроемкость УТ11В01*
*2-гидроемкость УТ12В01*
*3-гидроемкость УТ13В01*
*4-гидроемкость УТ14В01*

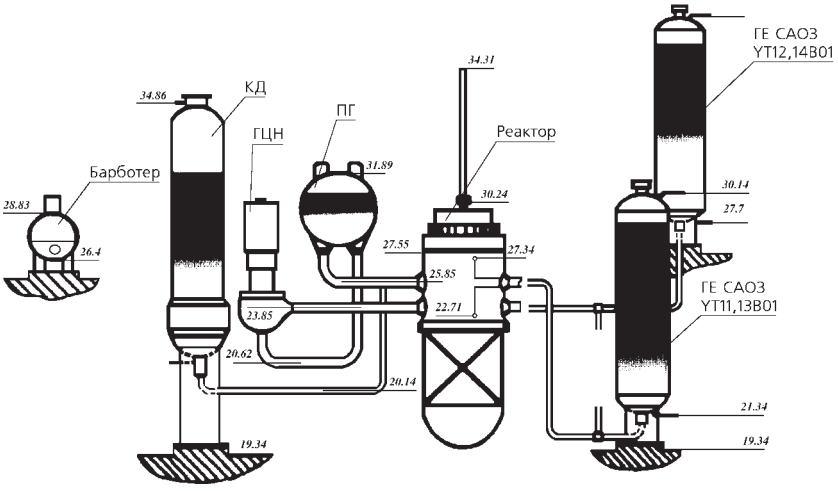



# Краткое техническое описание системы гидроемкостей САОЗ

Основными компонентами пассивной части САОЗ являются гидроемкости САОЗ УТ11,12,13,14В01, трубопроводы и арматура. Каждая из гидроемкостей соединена с реактором отдельным трубопроводом. Две гидроемкости УТ11,13В01 соединены со верхней камерой смешения реактора, а две другие УТ12,14В01 - с нижней камерой смешения. Причем с точки зрения повысотных отметок емкости УТ11,13В01, соединенные с верхней камерой реактора, расположены ниже (отм. установки 19.2), а соединенные с нижней камерой смешения УТ12,14В01 - выше (отм. установки 24.6). Такая схема включения гидроемкостей к корпусу реактора выполнена из условия сохранения темпа залива активной зоны с учетом гидравлического сопротивления опускного участка и АЗ реактора.

Во время нормальной эксплуатации РУ каждая гидроемкость отделена от реактора двумя последовательно расположенными обратными клапанами Dy300 УТ11,12,13,14S03,04. Когда давление в реакторе падает ниже давления в гидроемкости (на 0,3 кгс/см$^2$), обратные клапаны автоматически открываются и борированная вода из гидроемкости поступает в реактор.

*Схема повысотного расположения оборудования РУ*



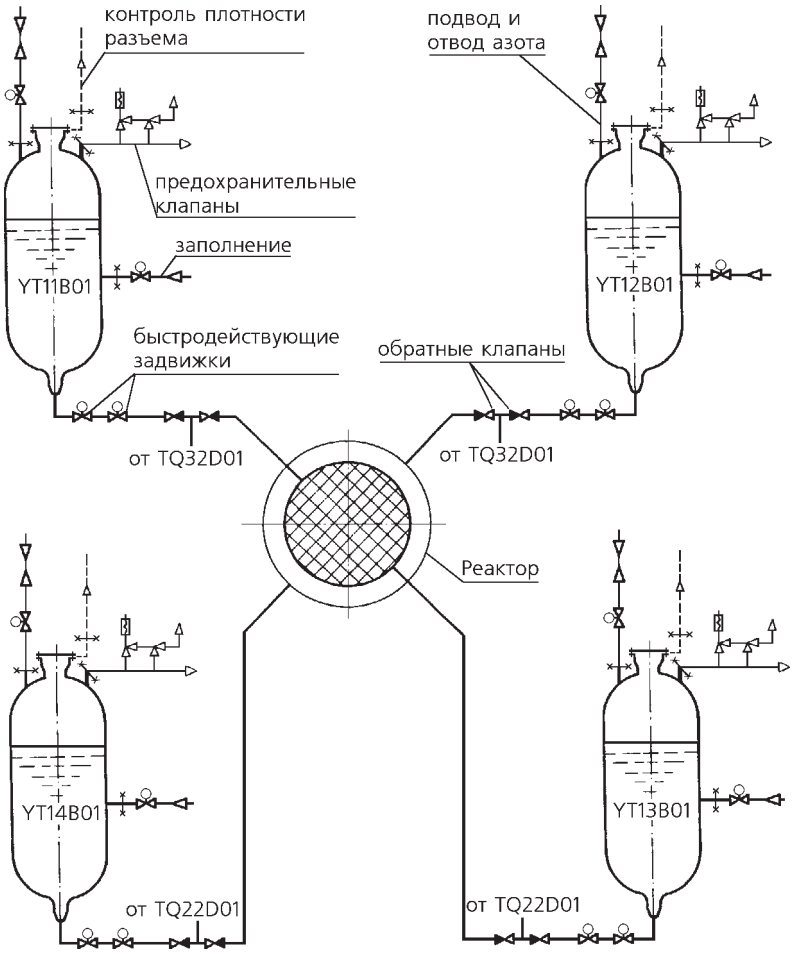
Коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода YT12(14)-реактор по проекту составляет 8,05. Коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода YT11(13)-реактор по проекту составляет 8,47.

В номинальных условиях работы реакторной установки рабочий перепад давления между реактором и емкостью составляет 100 кгс/см$^2$. Применение двух обратных клапанов исключает повреждение емкости даже при выходе из строя одного из них.

Кроме обратных клапанов, на каждом трубопроводе установлено по две быстродействующие (по проекту время закрытия 10 сек) запорные задвижки Dy300 YT11,12,13,14S01,02, которые обеспечивают отсечение гидроемкости от реактора с целью исключения попадания азота в реактор при опорожнении гидроемкости во время аварии.

Имеется блокировка, по которой быстродействующие задвижки начинают автоматически закрываться при понижении уровня в емкостях до 1200 мм. Такая блокировка предусматривает, что полное закрытие хотя бы одной задвижки произошло на уровне в гидроемкости не менее 800 мм. В процессе нормальной эксплуатации РУ обе задвижки открыты.

*Упрощенная схема включения пассивной части САО3*




На трубопроводах связи Ду300 между быстродействующими задвижками имеется дренажная линия Ду20 с электроприводной арматурой YT16-19S03,04. Они служат для отвода возможных протечек через закрытые быстродействующие задвижки YT11-14S01,02 когда ГЕ САО3 отключены от реактора.

Для организации разогрева трубопроводов и проверки плотности обратных клапанов предусмотрены байпасные линии параллельно обратным клапанам. На каждой байпасной линии установлено последовательно два сильфонных запорных вентиля Ду15 с электроприводом YT11,12,13,14S05,06,07,08. Во время нормальной эксплуатации эти вентили закрыты. В отличие от 5 блока НВАЭС (ВВЭР-1000 с РУ В-187), где байпасы отсутствовали, данная схема позволяет производить прогрев трубопроводов системы. Эти изменения были внесены в проект ВВЭР-1000 с РУ В-320 на основании опыта пусконаладочных работ на 5 блоке НВАЭС, при выполнении которых были выявлены недостатки по надежному прогреву трубопроводов Ду300 САО3.

На каждой гидроемкости установлено по два предохранительных клапана (один рабочий и один контрольный) YT11,12,13,14S09,10. На блоках 1-3 установлены пре

дохранительные клапаны типа SiH 3115-H западногерманской фирмы "Bopp Reuther", на блоке 4 - отечественного производства типа УФ50023-025. Пропускная способность клапана выбрана из условия непревышения расчетного давления в гидроемкости более, чем на 10% и составляет (при давлении 65 кгс/см$^2$ и температуре рабочей среды 60 $^0$C) 6 т/час на азоте и 30 т/час на воде, что превышает максимальный расход систем заполнения емкостей азотом или водой.

Система опор трубопроводов пассивной части САО3 состоит из опор двух типов:

- опор, воспринимающих нагрузки при нормальных условиях эксплуатации;
- опор, предназначенных для восприятия нагрузок, обусловленных аварийными ситуациями, связанными с поперечными разрывами самих трубопроводов.

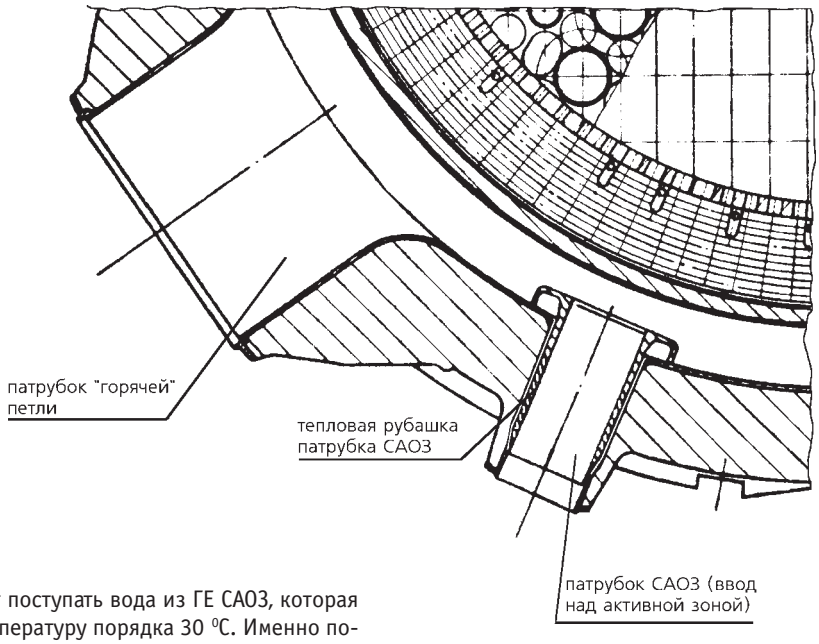
На трубопроводах имеются необходимые тройники и штуцера для подсоединения трубопроводов активной части САО3, байпасных линий обратных клапанов, трубопроводов дренажей, импульсных линий КИП. Для трубопровода от гидроемкости САО3 до реактора применена сталь марки 10ГН2МФА с плакировкой внутренней поверхности. Для трубопроводов САО3 (подпитка, подача азота и пр.) и штуцеров применена хромоникелевая сталь аустенитного класса типа 08Х18Н10Т. Перемещения трубопроводов пассивной части САО3 не приводят к повреждению других трубопроводов.

Для уменьшения количества врезок в корпус реактора трубопроводы Ду300 связи емкостей САО3 также используются для подачи в 1 контур раствора борной кислоты от насосов аварийно-планового расхолаживания. Напорные трубопроводы от насоса TQ22D01 врезаются в трубопроводы связи от YT13B01 и YT14B01 между обратными клапанами. Напорные трубопроводы от насоса TQ32D01 врезаются в трубопроводы связи от YT11B01 и YT12B01 между обратными клапанами.

Кроме того, пассивная часть САО3 связана со следующими системами:

- подпитки 1 контура ТК, которая обеспечивает подачу раствора борной кислоты в гидроемкости, с расходом до 5 м$^3$/час и температурой 20-60 $^0$C при давлении в гидроемкости 1-85 кгс/см$^2$;
- оргпротечек TY, которая обеспечивает слив раствора борной кислоты из ГЕ САО3, при давлении в гидроемкости 1-85 кгс/см$^2$, температуре 20-60 $^0$C, с расходом до 5 м$^3$/час;
- азота высокого давления TP(UG), которая обеспечивает подачу азота в гидроемкости давлением 1-60 кгс/см$^2$ и температурой 20-60 $^0$C;
- газоудаления TP(TS20), которая обеспечивает воздухоудаление при заполнении гидроемкостей, сброс газа из одной ГЕ САО3 объемом 10 м$^3$ расходом до 60 м$^3$/час и температурой 20-60 $^0$C при давлении 60 кгс/см$^2$;
- контроля плотности уплотнений оборудования РУ.

*Разрез реактора на уровне "горячих" петель*

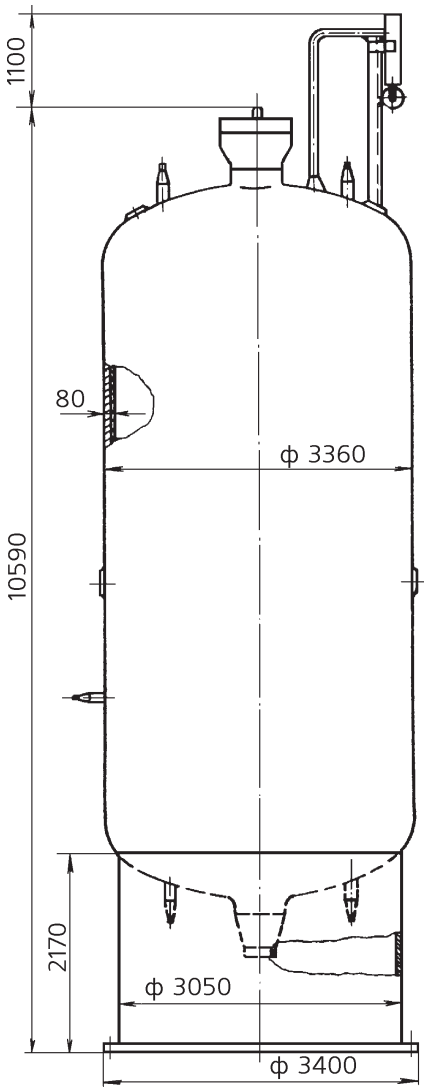



К системам, от которых зависит работоспособность пассивной части САО3 относится система аварийного электроснабжения. Электропитание КИП и исполнительных органов пассивной части САО3 осуществляется от надежных источников питания.

При эксплуатации системы гидроемкостей САО3 надо также помнить об ограничениях на температуру и давление для корпуса ядерного реактора, которые основываются на опасности хрупкого разрушения. Корпус ядерного реактора выполнен из материала, подверженного такому явлению, как хрупкое разрушение, то есть, металл может разрушаться без явной пластической деформации. Поскольку хрупкого разрушения нужно избегать любой ценой, напряжения, возникающие в корпусе ядерного реактора под воздействием градиентов давления и температурных градиентов, должны ограничиваться безопасным значением.

При возникновении же аварии в реактор будет поступать вода из ГЕ САО3, которая без принятия специальных мер будет иметь температуру порядка 30 $^0$C. Именно поэтому на всех реакторах ВВЭР-1000 типа В-320 при изготовлении корпусов реакторов в патрубках САО3 устанавливаются тепловые рубашки. В настоящее время ведутся работы по установке нагревательных элементов в емкостях САО3 с целью поддержания температуры среды в них на уровне 55 $^0$C, что вызвано необходимостью защиты реактора в аварийных режимах от резких перепадов температур.

*Общий вид гидроемкости САО3*
*для реактора ВВЭР-1000 с РУ В-320*




# Описание оборудования системы гидроемкостей САО3

## Гидроемкость САО3 YT11-14B01

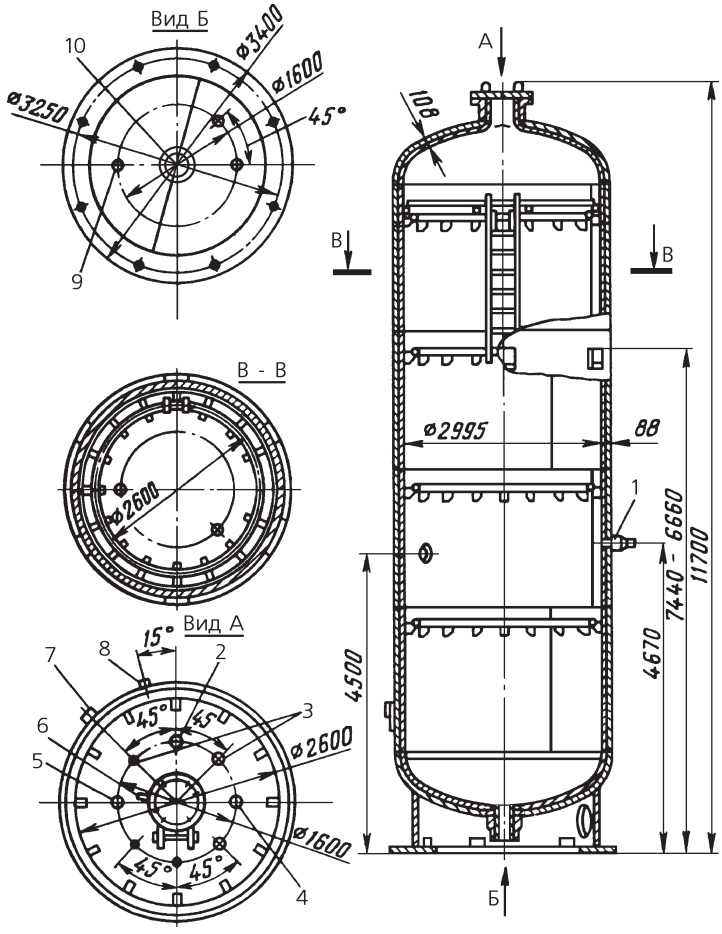
Гидроемкость САО3 представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами, установленный на цилиндрической опоре и заполненный борированной водой под давлением, создаваемым азотной подушкой. Обечайки и днища сосуда имеют продольные сварные швы, соединение обечаек и днищ выполнено при помощи горизонтальных сварных швов.

Корпус гидроемкости САО3 (обечайки и днища) выполнены из стали марки 22К-Ш. Внутренняя поверхность гидроемкости имеет плакирующий антикоррозионный слой, толщина которого не менее 7мм. Для штуцеров, уравнительных сосудов применена хромоникелевая сталь аустенитного класса типа 08Х18Н10Т.

Для осмотра и контроля внутренней поверхности имеется люк Ду450. Крышка люка, также имеющая плакирующую наплавку с внутренней стороны, с патрубком крышки уплотняется при помощи двух никелевых прокладок из никеля типа НП-2 (в другом варианте внутренняя - никелевая, внешняя - асбестографитовая) и 16$^{тм}$ шпилек.

В гидроемкостях энергоблоков ВВЭР-1000 с реакторами В-320 предусмотрены стационарные площадки для внутреннего осмотра емкостей. На ГЕ САО3 первого реактора ВВЭР-1000 (5 блок НВАЭС с РУ В-187) стационарные площадки с лестницами отсутствовали, первоначально были предусмотрены только скобы, приваренные к плакирующему слою. После четырех лет эксплуатации 5$^{го}$ блока НВАЭС были установлены стационарные площадки, и поныне используемые в конструкции ГЕ САО3 унифицированного ВВЭР-1000 с РУ В-320.

При расчете прочности гидроемкостей САО3 были рассмотрены наиболее напряженные узлы - смотровой люк, патрубок емкости и узел приварки опорной обечайки. Учитывая, что температурные воздействия на емкость САО3 незначительны (так максимальное изменение температуры на внутренней поверхности емкости при срабатывании системы САО3 не превышает величины 5-10 $^0$С), то эти воздействия не рассматривались. Как следует из расчета, прочность элементов емкостей САО3 обеспечена.




*1-штуцер заполнения и подпитки*
*2-штуцер подвода и отвода азота*
*3-штуцер для контроля давления*
*4-штуцер для контроля уровня*
*5-штуцер к ПК*
*6-штуцер контроля плотности люка*
*7-патрубок для боромера*
*8-карман для установки термопары*
*9-штуцер для отбора проб*
*10-штуцер дренажа*

*Конструкция гидроемкости САО3*

В соответствии со схемой включения гидроемкостей на корпусах гидроемкостей предусмотрены штуцера и патрубки для контроля плотности люка Ду450, контроля давления, контроля уровня, подвода и отвода газа, подключения предохранительных клапанов (штуцер Ду70), заполнения и подпитки (штуцер Ду50), отбора проб, замера концентрации борного раствора (патрубок Ду120), выхода воды из емкости (патрубок Ду300).

Опора емкости CA03 представляет собой цилиндрическую обечайку с опорным фланцем. В опоре имеются два отверстия для вывода трубопровода связи "ГЕ CA03 - реактор" и осмотра нижней части корпуса. Материал опоры - углеродистая сталь.

Конструкция гидроемкости CA03 энергоблоков с реактором В-320 и способ ее закрепления обеспечивают нормальное функционирование при одновременном воздействии нагрузок, вызванных максимальным расчетным землетрясением 9 баллов по шкале MSK-64 и нагрузок, вызванных разрывом трубопровода Ду300 (подсоединение к реактору) по полному сечению. Конструктивно это выполнено путем установки упорного узла и закладных деталей под опору гидроемкости.

Упорный узел состоит из кольца, устанавливаемого на корпус емкости CA03, двенадцати клиньев, закладного кольца и двенадцати кронштейнов. Закладная деталь под опору представляет собой оребренную кольцевую плиту с приваренными к ней анкерными стержнями.

*Технические характеристики гидроемкостей CA03 YTQ11,12,13,14B01*

| Наименование | Величина |
|---|---|
| Объем гидроемкости, $м^3$ | 60,1 |
| Объем воды в гидроемкости, $м^3$ | 50 |
| Объем газовой среды, $м^3$ | 10 |
| Ном. давление, $кгс/см^2$ | 60 |
| Рабочее расчетное давление, $кгс/см^2$ | 65 |
| Рабочая температура металла стенки, $^0C$ | 20-60 |
| Расчетная температура металла стенки, $^0C$ | 90 |
| Толщина стенок днищ, мм | 84 |
| Толщина стенок обечаек, мм | 79 |
| Внутренний диаметр корпуса, мм | 3215 |
| Высота корпуса емкости, мм | 9865 |
| Минимальная температура газа после опорожнения, $^0C$ | -110 |
| Масса емкости, кг | 86615 |

## Обратные клапаны Dy300 YT11,12,13,14S03,04

Обратные клапаны предназначены для отсечения гидроемкости от реактора в процессе нормальной эксплуатации РУ. Используются обратные клапаны прямого действия с закрытыми крышками и дистанционным указателем конечных положений запорного органа.

*Технические характеристики обратных клапанов YT11,12,13,14S03,04*

| Наименование | Величина |
|---|---|
| Условный диаметр, Ду | 300 |
| Расчетное давление, $кгс/см^2$ | 180 |
| Расчетная температура, $^0C$ | 350 |
| Перепад давления открытия, $кгс/см^2$ | 0,3 |
| Рабочий перепад давления на затворе, $кгс/см^2$ | 120 |

## Быстродействующие задвижки YT11,12,13,14S01,02

Быстродействующие задвижки YT11,12,13,14S01,02 предназначены для отсечения гидроемкости от реактора с целью: исключения попадания азота в реактор при опорожнении гидроемкости, отключения емкости при плановом снижении давления в 1 контуре, для осмотра, ремонта или ревизии емкости, отключения емкости при неисправности одного или обоих обратных клапанов.

*Технические характеристики быстродействующих задвижек YT11,12,13,14S01,02*

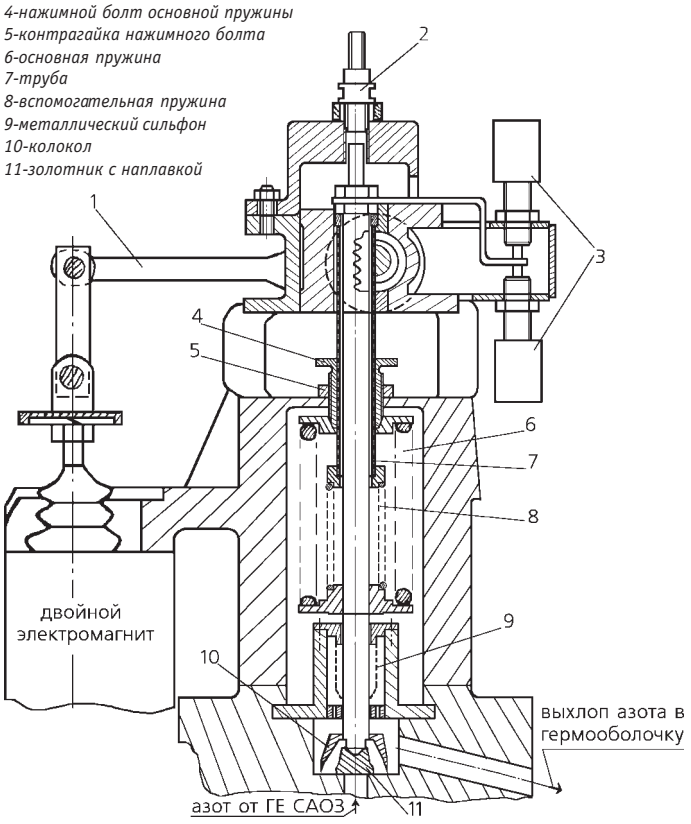
| Наименование | Величина |
|---|---|
| Условный диаметр, Ду | 300 |
| Расчетное давление, $кгс/см^2$ | 180 |
| Расчетная температура, $^0C$ | 350 |
| Температура воды при г.и., $^0C$ | 50-119 |
| Время закрытия при перепаде на затворе до 65 $кгс/см^2$ | 5-10 |

## Предохранительные клапаны YT11,12,13,14S09,10 типа SiH 3115-H

Предохранительные клапаны предназначены для защиты гидроемкости от повышения давления более, чем на 10% от рабочего. Предохранительные клапаны типа SiH

*Предохранительный клапан SiH 311-H фирмы "Bopp Reuther"*

*1-рычажная система*
*2-блокировочный болт*
*3-концевые выключатели*
*4-нажимной болт основной пружины*
*5-контргайка нажимного болта*
*6-основная пружина*
*7-труба*
*8-вспомогательная пружина*
*9-металлический сильфон*
*10-колокол*
*11-золотник с наплавкой*




3115-H изготавливаются западногерманской фирмой "Bopp Reuther". На каждой ГЕ САО3 устанавливаются два клапана (один рабочий, другой контрольный), отличающиеся только уставками срабатывания. Конструкция клапана обеспечивает его принудительное открытие с БЩУ при давлении, ниже уставки срабатывания при помощи двойного электромагнита (через катушку открытия электромагнита).

Усилие закрытия в этом предохранительном клапане (ПК) создают подъемный колокол, шток и основная пружина. Следует отметить, что функцию полного подъема золотника в клапане "Bopp Reuther" выполняет подъемный колокол, так как при подрыве золотника резко увеличивается действующая вверх сила (площадь колокола больше). Чтобы среда при срабатывании клапана направлялась в патрубок выхода, в конструкции клапана предусмотрена прочно-плотная втулка с сильфоном и уплотнительными прокладками.

Основная пружина клапана настраивается на давление срабатывания. Для обеспечения герметичности затвора ПК до давления срабатывания имеется вспомогательная пружина. Если катушка закрытия двойного электромагнита клапана находится под напряжением, то действующая вниз электромагнитная сила передается через рычаг, втулку, шестерню, нажимную втулку, трубу на вспомогательную пружину. Совместно с главной пружиной клапана, настроенной на давление срабатывания, вспомогательная пружина в этом режиме действует на золотник клапана.

Если катушка открытия двойного электромагнита клапана находится под напряжением, то электромагнитная сила действует вверх на рычаг, втулку, шестерню, нажимную втулку и в конечном итоге на шток клапана. Шток клапана, следовательно, и золотник приподнимаются. Клапан начинает открываться и сбрасывать давление азота.

Мощность эл. магнита открытия такова, что его сила преодолевает сопротивление главной пружины даже в тех случаях, когда давление под золотником сильно падает или оно значительно меньше уставки срабатывания. То есть клапан можно подорвать с БЩУ принудительно даже при очень низком давлении в ГЕ САО3.

В комплекте с клапанами SiH 3115-H фирма "Bopp Reuther" поставляет электроконтактные манометры (ЭКМ) и логические устройства для формирования схемы совпадения "2 из $3^x$". С их помощью:

- при повышении давления в ГЕ САО3 до 67 кгс/см$^2$ формируется команда на открытие ПК YT11-14S09 от катушки открытия двойного электромагнита;
- при повышении давления в ГЕ САО3 до 68,4 кгс/см$^2$ формируется команда на открытие ПК YT11-14S10 от катушки открытия двойного электромагнита;
- при понижении давления в ГЕ САО3 ниже 62 кгс/см$^2$ формируется команда на обесточение катушки открытия и запитки катушки закрытия двойного электромагнита.

При полном обесточении двойного электромагнита вспомогательная пружина блокируется и только главная пружина определяет величину срабатывания клапана. При таком среднем положении ПК работает, как обычный пружинный клапан прямого действия. Давление срабатывания будет определяться настройкой главной пружины.

Открытие и закрытие клапана фиксируется при помощи концевых выключателей с выводом сигнализации положения клапана на панель БЩУ.

В верхней части корпуса клапана имеется резьбовое отверстие, предназначенное для расположения блокировочного болта и подкладной шайбы. Через это отверстие в корпусе имеется доступ к штоку клапана, причем в верхней части штока соосно отверстию в корпусе также имеется сверление с резьбой.

Блокировочный болт представляет собой стержень, с обоих сторон имеющий несимметричные резьбовые участки. С одной стороны резьбовой участок короткий и

имеет больший диаметр, который соответствует диаметру отверстия в корпусе. С другой стороны резьбовой участок длинный и более тонкий, который соответствует диаметру отверстия в верхней части штока клапана.

Если ввернуть блокировочный болт более коротким и толстым резьбовым участком в корпус, подложив под него шайбу, то это будет режим "хранения" блокировочного винта. Никакого влияния на сам ПК при этом оказано не будет.

Если ввернуть блокировочный болт более коротким и толстым резьбовым участком в корпус, не подложив под него шайбу, то при этом конец болта, пройдя внутрь корпуса ПК (на толщину шайбы, которой теперь нет) надавит на шток клапана вниз. Клапан будет зафиксирован от срабатывания.

При попытке ввернуть блокировочный болт более тонким и длинным резьбовым участком он будет ввинчиваться в резьбовое отверстие, расположенное по оси штока клапана. При дальнейшем закручивании блокировочного болта он будет по резьбе поднимать шток клапана. Клапан будет зафиксирован в открытом положении.

Блокировочный болт нужно откручивать-закручивать только руками. Категорически запрещается крутить его ключом, так как при подклинивании резьбы возможно закусывание болта в корпусе (использование толстой резьбовой части) или повреждение сильфона вследствие прокручивания штока (использование тонкой резьбовой части).

*Технические характеристики предохранительных клапанов УТ11,12,13,14S09,10*

| Наименование | Величина |
|---|---|
| Проходное сечение входа и выхода, мм | 25x25 |
| Рабочее давление, кгс/см$^2$ | 65 |
| Рабочая температура, $^0$C | 150 |
| Давление начала открытия рабочего/контрольного клапана от пружины, кгс/см$^2$ | 70/68 |
| Давление начала открытия рабочего/контрольного клапана от электромагнита, кгс/см$^2$ | 68/67 |
| Противодавление, кгс/см$^2$ | 5 |
| Потребляемая мощность электромагнита, Вт | |
| катушки открытия | 150 |
| катушки закрытия | 78 |
| Напряжение питания магнита, в | 196 +10% -20% |

# Особенности водно-химического режима гидроемкостей САОЗ и роль подогрева

В воде гидроемкостей САОЗ нормируется определенное соотношение борной кислоты и щелочей, поддержание которого должно обеспечиваться проектными системами и технологией эксплуатации. Одна из задач организации водно-химического режима САОЗ заключается в том, чтобы в аварийных ситуациях, связанных с потерей герметичности первого контура и нарушением герметичности оболочек ТВЭЛ, уменьшить образование летучих форм радионуклидов йодов, которыми, в первую очередь, определяется радиационная опасность выхода радионуклидов за пределы защитной оболочки в обслуживаемые помещения АЭС и окружающую среду. В нормальных условиях эксплуатации при поддержании в первом контуре восстановительного ВХР летучие формы радионуклидов йода практически отсутствуют.

*Требования к ВХР ГЕ САОЗ*

| Наименование | Величина |
|---|---|
| Концентрация борной кислоты, гр/кг | 16 |
| Водородный показатель pH при 25 $^0$C, не менее | 6,5 |
| Концентрация хлорид-ионов, мг/л, не более | 0,15 |
| Концентрация ионов калия, мг/л | 100-200 |
| Концентрация кислорода, мг/л, не более | 0,02 |

При заполнении гидроемкостей САОЗ в раствор должен вводиться гидразин-гидрат в количестве, создающем концентрацию гидразина не менее 100 мг/л.

По мнению ОКБ "Гидропресс" (Отчет "Анализ и обоснование водно-химического режима САОЗ", 1996) нормирование концентрации кислорода в гидроемкостях САОЗ нецелесообразно, так как при срабатывании САОЗ в дальнейшем в активную зону подается как раствор борной кислоты, в котором содержание кислорода не нормируется, так и кислородсодержащая вода приямков. Поддержание концентрации кислорода по опыту эксплуатации должно сводиться только к обеспечению избытка гидразина в растворе борной кислоты, подаваемого в гидроемкости САОЗ при заполнении и подпитке.

Кроме того, для обеспечения требований ядерной безопасности точность измерения борной кислоты как в гидроемкостях САОЗ, так и в баках запаса борной кислоты

должна быть на уровне 7%, что обеспечивает возможность автоматического контроля концентрации борной кислоты боромерами.

Основные трудности в процессе эксплуатации в поддержании ВХР емкостей САОЗ сводятся к обеспечению перемешивания раствора для поддержания концентраций нормируемых показателей в соответствии с требованиями нормирующей НТД по ведению ВХР первых контуров АЭС с ВВЭР и их контроля.

Нарушения ВХР систем безопасности могут быть устранены введением системы подогрева растворов в гидроемкостях САОЗ:

- для действующих энергоблоков с ВВЭР-100 организацией внешнего контура подогрева раствора в гидроемкостях САОЗ;
- для проектируемых энергоблоков с ВВЭР-100 установкой ТЭН непосредственно в гидроемкостях САОЗ.

Организация подогрева среды в гидроемкостях САОЗ предусмотрена требованиями "Сводных мероприятий" СМ-90-ВВЭР, а также техническими решениями №116.441-89 от 03.03.87 (16ГУ МАЭП СССР), №В187-ТП-1326 от 26.04.90, №320-ТП-1232 от 17.05.85, в которых была определена необходимость обеспечения подогрева среды в ГЕ САОЗ до температуры не ниже 55 °С для защиты реактора в аварийных режимах от резких перепадов температур.

Существующие и способы подогрева среды в ГЕ САОЗ обладают существенными недостатками, в определенном смысле сдерживающими их внедрение на АЭС. В частности, значительные материальные затраты, применение нестандартного оборудования, сложности при транспортировке, монтаже, обслуживании и ремонте, наличие в гидроемкостях САОЗ и соединительном трубопроводе застойных зон с пониженной температурой. Указанных недостатков лишен вариант подогрева воды в ГЕ САОЗ, основанный на принципе естественной циркуляции с использованием выносного подогревателя, в котором применен штатный блок ТЭН от компенсатора давления (КД) реакторной установки ВВЭР-1000.

Данное решение реализовано на энергоблоке №3 Ровенской АЭС, где смонтирована и проведена опытно-промышленная эксплуатация системы подогрева борного раствора в ГЕ САОЗ-1,2, в основу которой положен принцип ЕЦ с использованием выносного контура.

Проведенные испытания в сентябре 1994 года и опытно-промышленная эксплуатация в течение 105 суток подтвердили работоспособность оборудования системы подогрева и ее хорошие эксплуатационные характеристики: обеспечивается равномерное перемешивание среды в гидроемкости и присоединительном трубопроводе, а также поддержание требуемой температуры по всему объему ГЕ САОЗ. Контроль работы системы в период опытно-промышленной эксплуатации показал, что вода в ГЕ САОЗ в верхнем сечении прогрета до температуры не ниже 65 °С, в нижнем сечении и трубопроводе Ду300 не ниже 58°С. Данное обстоятельство свидетельствует об отсутствии раслоения борной кислоты и ионов калия в ГЕ САОЗ.

ОКБ "Гидропресс" разработал технический проект системы подогрева борного раствора в ГЕ САОЗ действующих АЭС с ВВЭР-1000 (320.23.00.00.000ТП), в которую входят: подогреватель, трубопроводы, арматура, электрооборудование, КИП, защиты и блокировки, изоляция тепловая.

Подогреватель содержит цилиндрический корпус со встроенным блоком трубчатых электронагревателей (ТЭН). После включения блока ТЭН борный раствор в подогревателе нагревается и за счет разности плотностей РБК в подогревателе и возникает циркуляция по контуру:

ГЕ САОЗ→трубопровод к подогревателю→подогреватель→трубопровод отвода→ САОЗ

После подогрева борного раствора в ГЕ САОЗ до заданной температуры (55 °С), мощность подогревателя снижается до величины, необходимой для поддержания температуры раствора в ГЕ САОЗ на заданном уровне. Необходимая мощность подогревателя в процессе работы системы подогрева обеспечивается соответствующей комбинацией групп мощности блока ТЭН. Для поддержания требуемых параметров по температуре борного раствора в ГЕ САОЗ достаточно работы подогревателя на мощности 4 кВт. Общая мощность подогревателя - 90 кВт.

Таким образом, реализация системы подогрева раствора борной кислоты в ГЕ САОЗ на действующих энергоблоках с ВВЭР-1000 с внедрением циркуляционного контура решает задачу перемешивания раствора и поддержания концентрации борной кислоты и щелочных добавок в соответствии с требованиями нормирующей НТД по ведению ВХР первых контуров АЭС с ВВЭР.

# Эксплуатация, контроль и управления в пассивной части САОЗ

При нормальной эксплуатации РУ (работа на мощности) система пассивной части САОЗ находится в состоянии готовности, на случай возникновения аварии с потерей теплоносителя. Гидроемкости должны быть заполнены раствором борной кислоты концентрацией 16 гр/кг от системы подпитки. В гидроемкостях созданы: номинальный уровень, соответствующий объему РБК 50 $м^3$, и номинальное давление 60 $кгс/см^2$.

Гидроемкости САОЗ подключаются к реактору в режиме разогрева и подъема давления в первом контуре путем открытия задвижек YT11-14S01,02 при повышении давления в 1 контуре более 65 $кгс/см^2$. Кроме того, указанная операция производится автоматически по блокировке YTB04(I,II,III) если есть совпадение следующих условий: давление в 1 контуре больше 70 $кгс/см^2$, давление в гидроемкости более 55 $кгс/см^2$ и отсутствует запрет открытия этой арматуры из-за понижения уровня в ГЕ САОЗ менее 1200 мм.

Для исключения срабатывания системы на 1 контур в результате понижения давления в режиме планового расхолаживания, задвижки закрываются дистанционно с БЩУ при снижении давления в реакторе до 80 $кгс/см^2$. Кроме того, указанная операция производится автоматически по блокировке YTB05(I,II,III) после снижения давления в 1 контуре до 70 $кгс/см^2$, если отсутствует сигнал на запрет действия блокировок нормальной эксплуатации (из защиты TQS05). При наличии сигнала на запрет действия блокировок н.э., то есть при возникновении реальной аварии, автоматического отсечения гидроемкостей не происходит.

Проектом предусматривается управление и контроль пассивной части САОЗ во всех предусмотренных проектом режимах. Средства автоматизации приняты в сейсмостойком исполнении. Для измерений предусматриваются преобразователи типа "Сапфир 22", термопреобразователи сопротивления типа ТСП-8053, анализаторы бора типа НАР-Б. Измеряемыми параметрами, характеризующими нормальное функционирования системы, являются:

- уровень в емкости САОЗ;
- концентрация борной кислоты;
- температура борной кислоты;
- температура корпуса емкости САОЗ;
- давление азота в ГЕ САОЗ;
- давление в трубопроводах САОЗ.

На панелях контура оперативного БЩУ предусматриваются индивидуальные показывающие приборы типа М-316 по уровню и давлению в каждой емкости САОЗ и сигнализация положений ИПК емкостей САОЗ. Сигнализация положений обратных клапанов выведена как на панели БЩУ, так и РЩУ.

Для контроля за оборудованием в условиях нормальной эксплуатации на ЦГТ РМОТ выведена необходимая информация по положению арматуры ИПК емкостей САОЗ и ОК, а также в цифровом виде по основным технологическим параметрам. Кроме того, на ЦГТ РМОТ выведена сигнализация отклонений параметров, хода и останова арматуры в промежуточном положении.

Задвижки на сливе из емкостей САОЗ YT11-14S01,02 запитаны от II категории надежного питания, управляются дистанционно с БЩУ, РЩУ и автоматически по блокировкам.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации пассивной части САОЗ

### Событие, происшедшее 28 декабря 1994 года на Южно-Украинской АЭС

После ремонтной стоянки 08.10-21.12.94 энергоблок №3 АЭС Южно-Украинской АЭС работал на номинальном уровне мощности по проектной схеме. 28 декабря 1994 года при очередном анализе воды в гидроемкостях САОЗ зафиксировано понижение

pH ниже допустимого уровня в САО3-1 и понижение концентрации ионов калия до 65 мг/кг в САО3-3.

С 12:50 28.12.94 до 21:50 29.12.94 с целью устранения нарушения ВХР гидроемкостей САО3 персоналом реакторного цеха по рекомендации химцеха выполнен ввод едкого кали в САО3-3 и гидразин-гидрата в САО3-1.

Учитывая отсутствие схемы перемешивания воды в емкостях САО3 емкости САО3-1,3 после ввода реагентов с 29.12.94 выдерживались до 04.01.95, когда был сделан следующий химанализ их содержимого. Было зафиксировано увеличение выше нормы концентрации ионов калия до 265 мг/кг в САО3-1, а также отсутствие изменения концентрации ионов калия в САО3-3 по сравнению с результатами измерений от 28.12.94.

В последующем производились анализ технологических схем, проверка плотности арматуры и после получения повторной рекомендации от ХЦ 06.01.95 в 15:27 произведен ввод 50 дм$^3$ 5% едкого кали в САО3-3. 06.01.95 в 17:45 произведена подпитка-продувка САО3-1 с продувкой гидразин-гидратом линии подачи реагентов в САО3-1.

Анализ возможных причин нарушений ВХР показал, что локальное снижение концентрации ионов калия в САО3-3 произошло из-за нарушения установленного порядка заполнения емкостей САО3, согласно которому при подаче в емкость борированной воды одновременно в трубопровод заполнения указанных емкостей должны подаваться химреагенты, количество и концентрация которых рассчитывается персоналом ХЦ.

Вследствие отсутствия проектной схемы перемешивания воды в емкостях САО3 после дозаполнения емкости САО3-3 борированной водой концентрация ионов калия не успела достигнуть равновесного состояния по объему емкости. При этом близкое расположение штуцеров отбора проб и подпитки емкости САО3 обуславливало поступление в трубопровод отбора проб преимущественно воды дозаполнения, а не воды первоначального заполнения емкости САО3-3.

Локальное повышение ионов калия в емкости САО3-1 произошло из-за недостатков существующих процедур по корректировке ВХР в емкостях САО3. При подаче едкого калия в емкость САО3-3 указанный реагент поступал только в трубопровод подпитки емкостей САО3, а не в саму емкость САО3-3. В дальнейшем, при подаче в емкость САО3-1 гидразин-гидрата произошло поступление в нее едкого калия, предназначавшегося для САО3-3. Локальному повышению концентрации калия в емкости САО3-1 способствовало отсутствие принудительного перемешивания раствора в емкостях САО3.

## Событие, происшедшее 6 июня 1991 года на Балаковской АЭС

6 июня 1991 года блок N$^0$ 2 Балаковской АЭС работал на 85% мощности. В 11:20 при проведении планового опробования блокировок задвижек 2YT11S01,02 не закрылась по блокировке от понижения уровня в ГЕ<120 см задвижка 2YT11S02, при этом задвижка 2YT11S01 была работоспособна При проверке схемы управления было установлено, что в открытом состоянии задвижки 2YT11S02 “висит” сигнал запрета открытия от моментной муфты открытия.

В соответствие с ИЭ электропривода типа Г ТЭ099.190-00ТО для устранения возникшей неисправности, допускаемой заводом-изготовителем в его инструкции по эксплуатации, было произведено изменение положения концевого выключателя на открытие, задвижка открыта до нового положения концевика открытия, произведен пуск привода на закрытие. Срабатывание моментной муфты самоустранилось. Произведено пятикратное опробование арматуры на открытие-закрытие, замечаний не выявлено.

Комиссия признала виновником нарушения ВПО “Союзатомэнерго”, согласовавшее Минэнергомашу техническое решение на замену приводов по ТУ 26-07-1143-85 (исполнение “для АЭС”) на ТУ 26-07-1143-81 (общепромышленное исполнение). Указанным техническим решением N 551-01/356 была разрешена поставка на 4 блока с ВВЭР-1000 (в том числе и на блок 2 БалАЭС) задвижек с электроприводами по ТУ 26-07-1143-81, ИЭ которых допускает заедание.

На основании данных расследования была разработана программа обследования приводов задвижек ГЕ САО3 блока 2 для их приведения в соответствие с требованиями технического решения Минэнергомаш СССР N 551-04/447, в котором было предписано по результатам проверки заменить приводы или выполнить их корректировку и новую настройку моментных муфт.

# Спринклерная система TQ11,21,31

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Назвать средства локализации аварии, используемые в проекте блока АЭС с ВВЭР-1000 В-320.
- Сформулировать назначение спринклерной системы.
- Описать основные технические характеристики и устройство следующих компонентов спринклерной системы TQ11,21,31:
  - Спринклерного насоса TQ11(21,31)D01;
  - Бака аварийного запаса раствора борной кислоты TQ10(20,30)B01.
  - Бака запаса спринклерного раствора TQ11(21,31)B01.
  - Форсунки спринклерной.
- Нарисовать упрощенную схему спринклерной системы на примере одного из ее каналов TQ11(21,31).
- Объяснить алгоритм управления линией рециркуляции с арматурой TQ11,21,31S03,10 и дроссельной шайбой.
- Назвать аварийные сигналы, по которым происходит автоматический ввод в работу каналов спринклерной системы TQ11(21,31) и начинается орошение гермооболочки.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы спринклерной системы TQ11,21,31.**

# Теоретические аспекты необходимости спринклерной системы TQ11,21,31

При эксплуатации АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки. Согласно норм и правил, принятых в РФ, один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки - это ограничение последствий возможных аварий.

Компоновка сооружений АЭС, связанных с эксплуатацией радиоактивного оборудования, должна исключать возможность вредного влияния на персонал, обслуживающий АЭС, окружающую среду и население, проживающее в районе размещения электростанции. Наиболее опасны аварии с потерей теплоносителя РУ, вызываемые повреждением оборудования и трубопроводов первого контура.

При авариях с разрывом трубопроводов первого контура на АЭС может происходить выброс радиоактивных веществ во внутреннее пространство технологических помещений. Для того, чтобы удержать среду с высоким давлением и температурой, которая выходит из двух концов разорвавшегося трубопровода первого контура максимального диаметра Ду850 используется защитная оболочка.

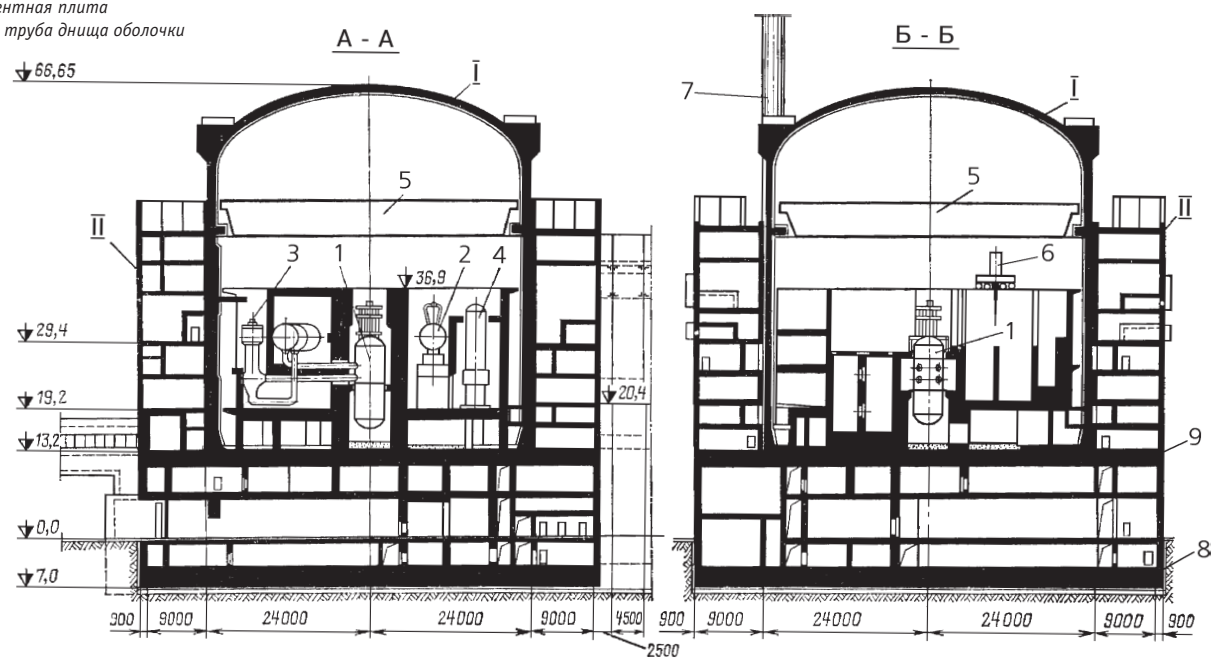
Защитная оболочка как конструкция, обеспечивающая безопасность окружающей среды, впервые была применена в 1953 году для реактора Ноллзской лаборатории атомной энергетики в США. Она является самой крупной защитной оболочкой до настоящего времени, ее объем составляет 170 тыс. м$^3$. С тех пор защитные оболочки получили широкое распространение в практике строительства АЭС с различными типами реакторов. В настоящее время в мире построено более 140 защитных оболочек различных типов.

Оборудование реакторных установок ВВЭР-1000 Балаковской АЭС также заключено в железобетонную предварительно напряженную герметичную оболочку. Железобетонные предварительно напряженные оболочки такого типа обладают рядом положительных свойств:

- надежностью работы основных несущих элементов оболочки - напрягаемой арматуры (даже разрыв определенной части этих элементов не приводит к разрушению конструкции);
- возможностью проверить состояние предварительно напряженных пучков арматуры, а также заменить их в процессе эксплуатации;
- возможностью расчета прочности оболочки по характеристикам материалов, определенных при одноосном напряженном состоянии, тогда как фактическая прочность материалов, работающих в оболочке, как правило в объемном состоянии значительно выше.

*Конструкция здания РО с реактором ВВЭР-1000 В-320*

*I-гермооболочка*
*II-обстройка*
*1-реактор*
*2-парогенератор*
*3-ГЦН*
*4-емкость САОЗ*
*5-полярный кран*
*6-перегрузочная машина*
*7-вентиляционная труба*
*8-фундаментная плита*
*9-опорная труба днища оболочки*



Защитные герметичные оболочки блоков Балаковской АЭС выполнены в виде цилиндров внутренним диаметром 45 метра, соединенного с плоским днищем и перекрытого куполообразным верхом. Отметка купола - 66,55 м. Оболочки блоков БалАЭС, как и большинство построенных в мире, выполнены в форме цилиндра с учетом того, что цилиндрическая стенка примерно в 2 раза прочнее, чем плоская стенка той же толщины. Сопряжение цилиндра с куполом выполнена в виде кольца, в который заанкерена напрягаемая арматура. Цилиндр с днищем соединен жестко, с внутренней стороны зона соединения усилена утолщением. Радиус кривизны купола в 1,5 раз больше радиуса цилиндра, так как при таком соотношении радиусов вертикальные усилия в цилиндрической части оболочки и усилия, возникающие при внутреннем давлении в куполе, могут быть восприняты предварительно напряженной арматурой одного сечения.

Толщина стен цилиндрической части гермооболочки 1,2 м, толщина купола 1,1 м. Для обеспечения герметичности внутренняя поверхность оболочки покрыта металлической облицовкой толщиной 8 мм, выполненной из углеродистой стали ВСт3сп5. К бетону облицовка прикреплена с помощью приваренных к листу уголков с анкерами. В местах монтажных сварных швов облицовки устанавливались специальные накладки из металла уголкового профиля, в результате чего образовались полости - камеры, используемые для проверки герметичности сварных швов.

В защитной оболочке размещены системы, оборудование м трубопроводы с высокопотенциальным (рабочее давление 160 кгс/см$^2$ и температура до 320 $^0$C) радиоактивным теплоносителем первого контура:

- реакторная установка, в состав которой входят реактор, парогенераторы, главные циркуляционные насосы, компенсатор давления, емкости системы аварийного охлаждения активной зоны и трубопроводы связи;
- система неохлаждаемой байпасной очистки теплоносителя 1 контура (СВО-1), состоящая из высокотемпературных мехфильтров и трубопроводов;
- система продувки-подпитки 1 контура, включающая регенеративный т/о продувки, доохладитель продувки и трубопроводы;
- система организованных протечек первого контура - охладитель протечек и трубопроводы;
- бассейн выдержки для хранения отработанного топлива.

Для размещения арматурных пучков - тросов в цилиндрической и купольной частях ГО на этапе строительства замоноличиваются специальные гибкие каналообразователи, изготовленные из полиэтиленовых труб диаметром 225 мм.. Напрягаемая арматура из высокопрочной проволоки диаметром 5 мм в виде пучков диаметром 135-150 мм расположена в цилиндре по спирали, в куполе в двух взаимно перпендикулярных направлениях. В цилиндрической части пучки арматуры идут навстречу один другому, обеспечивая этим создание необходимого обжатия в двух направлениях. В плите на отметке 13,2 пучки цилиндрической части пропущены через опорные блоки нижнего перегиба.

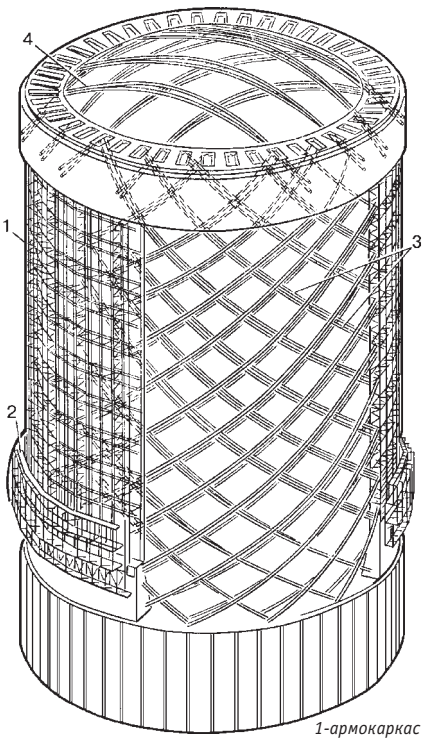
Преднапряжение оболочки осуществляется путем натяжения пучков арматуры до проектных усилий. Минимальное контролируемое усилие натяжения армопучков должно составлять для цилиндра 880 тн после завершения натяжения, 740 тн в процессе эксплуатации и 990 тн, 830 тн соответственно для купола. Для создания проектных усилий натяжения армопучков, равных 1000 тн, служит механизм натяжения, устанавливаемый на отм. 61,0 на опорном кольце оболочки. В цилиндрической части 96, а в куполе - 36 пучковых элементов.

Объем гермооболочки РО проекта В-320 равен 67.000 м$^3$. По проекту она рассчитана на внутреннее давление до 5 кгс/см$^2$, образующееся при разрыве 1 контура с полным выходом теплоносителя под гермооболочку. При этом в качестве допустимой величины утечки установлена величина 0,3% объема ГО в сутки. Также защитная оболочка способна выдержать удар падающего самолета с массой 10 тонн и скоростью 750 км/час.

Для того, чтобы при авариях с разрывом трубопроводов первого контура на АЭС с ВВЭР-1000 не происходила утечка радиоактивности в окружающую среду все пересекающие стены гермооболочки коммуникации должны быть отсечены. Для этого стены и перекрытия герметичной оболочки в месте пересечения с трубопроводом или электрическим кабелем оборудуются герметичными проходками, предотвращающими распространение активности за пределы герметичного объема.

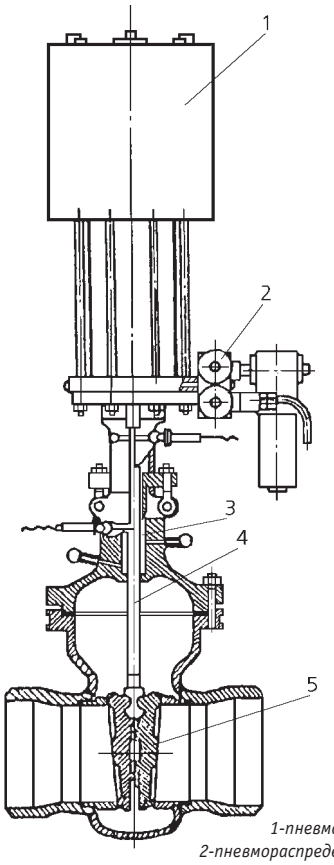
В качестве локализующей на блоках АЭС с реактором ВВЭР-1000 применяется арматура с пневматическим приводом одностороннего действия: поршень в сторону открытия приводится в движение сжатым воздухом и при этом сжимает пружину зак

*Схема возведения оболочки*




*1-армокаркас*
*2-опалубка*
*3-полиэтиленовый каналообразователь цилиндрической части*
*4-полиэтиленовый каналообразователь купола*

*Упрощенное устройство быстродействующей арматуры фирмы "Persta"*




*1-пневмопривод*
*2-пневмораспределитель*
*3-сальниковое уплотнение*
*4-шток*
*5-клиновый затвор*

рытия, а в сторону закрытия - пружиной. Передача усилия на запорный орган такой арматуры производится через удлиненный шток, прямо соединенный с поршнем. Время закрытия пневмоотсечной арматуры - менее 10 секунд.

Положение этой арматуры при работе РУ на мощности - открытое, ее закрытие происходит автоматически по сигналам разрывных защит 1 контура.

При возникновении аварии с разрывом трубопровода 1 контура желательным является снижение давления в защитной оболочке для уменьшения утечки радиоактивных веществ из-под ГО. В целях смягчения эффекта выделения больших количеств пара и снижения давления в гермооболочке при аварии с разрывом трубопровода предусмотрена специальная система безопасности - спринклерная система.

Оборудование спринклерной системы отмаркировано латинскими буквами TQ как и все остальные системы безопасности, первый канал спринклерной системы обозначается как TQ11, второй канал - TQ21, третий канал -TQ31.

# Краткое техническое описание спринклерной системы

Спринклерная система TQ11-31 предназначена для:

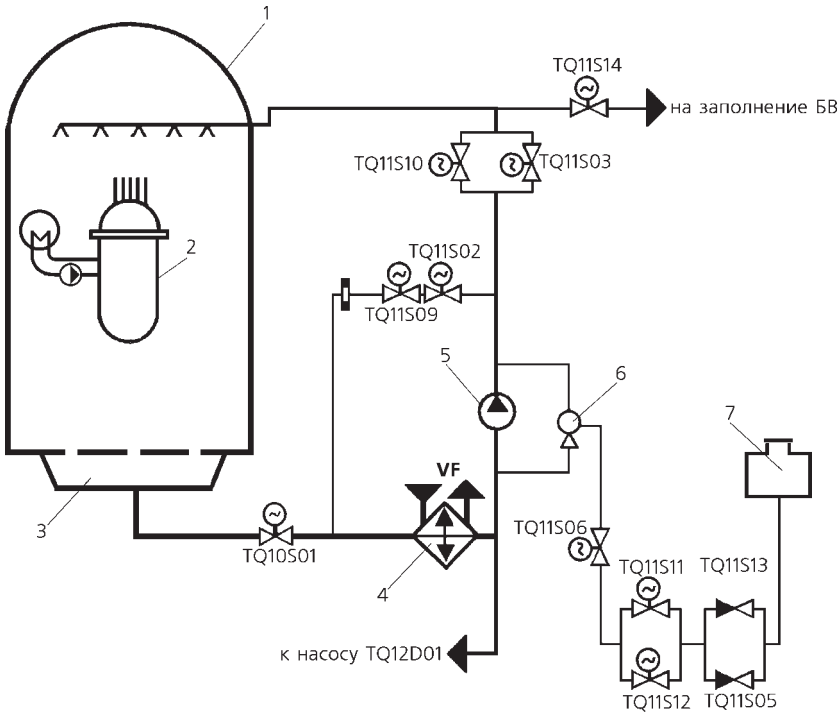
- понижения давления в помещениях локализации при разгерметизации 1 или 2 контуров;
- связывания радиоактивных изотопов йода;
- аварийного заполнения бассейна выдержки в режимах, при которых нарушен доступ охлаждающей воды к нему.

При этом осуществляется механизм конденсации парогазовой среды в объеме зоны локализации аварий (ЗЛА), т.е. происходит процесс связывания, как йода, так и газообразных радиоактивных веществ.

Спринклерная система состоит из трех независимых одинаковых по конструкции подсистем, каждая из которых способна выполнять функции, возлагаемые на всю систему в целом. В состав каждой подсистемы входят:

- спринклерный насос TQ11(21,31)D01;
- бак спринклерного раствора TQ11(21,31)B01;
- водоструйный насос TQ11(21,31)D02;
- распылительные форсунки (по 20 в каждом канале);
- трубопроводы, арматура, КИП.

Магистрали каналов заканчиваются тремя независимыми кольцами под куполом оболочки на отметках 62-64 м, на которых располагаются форсунки таким образом,




*Упрощенная схема спринклерной системы (на примере канала TQ11)*

*1-гермооболочка*
*2-I-контур*
*3-бак ГА-201*
*4-теплообменник TQ10W01*
*5-спринклерный насос TQ11D01*
*6-водоструйный насос TQ11D02*
*7-бак спринклерного раствора TQ11B01*

чтобы обеспечить наиболее равномерное орошение всего объема герметичной оболочки. Напорный коллектор каждой спринклерной подсистемы снабжен 20 форсунками-распылителями, обеспечивающими равномерное распыление подаваемого раствора на значительную площадь, перепад давления на каждой из форсунок составляет 1 кгс/см$^2$.

На напорной магистрали от спринклерных насоса к форсункам установлены параллельно две нормально закрытые электроприводные арматуры, которые открываются по сигналам повышения давления под оболочкой.

При повышении избыточного давления под оболочкой спринклерная система включается автоматически и впрыскивает в ГО содержащую бор воду. Борированная вода распыляется форсунками в помещения гермозоны, понижая в них давление и температуру за счет конденсации пара, стекает в бак аварийного запаса бора (ГА-201), и, охлаждаясь на теплообменнике аварийно-планового расхолаживания TQ10(20,30)W01, снова поступает на всас спринклерных насосов.

Для связывания радиоактивного йода, выходящего под оболочку в случае значительных повреждений твэлов, предусматривается дозирование в спринклерную воду пентобората калия из баков запаса спринклерного раствора TQ11(21,31)B01.

Состав раствора, используемого системой для гашения давления и связывания йода, определялся, исходя из выполнения системой своих функций, с учетом его влияния на подкритичность топлива, находящегося в зоне локализации аварии.

Предусматривается совместная одновременная работа спринклерного насоса TQ11(21,31)D01 и насоса аварийно - планового расхолаживания TQ12(22,32)D01, имеющих общие теплообменники CA03 TQ10(20,30)W01, бак аварийного запаса бора и всасывающие трубопроводы Dy600.

Линия с арматурой TQ11(21,31)S14 выполнена для аварийной подпитки бассейна выдержки в случае возникновения течи из него. Автоматического включения спринклерной системы по снижению уровня в БВ TG21B01-03 не предусмотрено, включение насосов TQ11(21,31)D01 и открытие арматур TQ11(21,31)S14 в этом случае должны производится оператором с БЩУ.

Как уже указывалось, спринклерная система имеет три независимых канала TQ11,21,31, каждый из которых способен выполнить требуемые функции в полном объеме. Таким образом, степень резервирования равна двум. Такая степень резервирования системы достаточна для выполнения функций системы при сочетаниях повреждений, определенных в ОПБ, поэтому отказ в одном канале не приводит к потере функциональных свойств системы.

Спринклерная система является активной локализующей системой безопасности и относится к 1 категории сейсмостойкости. Пространственное разделение каналов с установкой стен и перекрытий, огнестойкостью не менее 1,5 часа, и наличие системы АУПТ кабельных помещений позволяет сохранять работоспособность системы при пожаре в одном из каналов. Все оборудование и трубопроводы выполнены по 1 категории сейсмостойкости и рассчитаны на МРЗ, что обеспечивает выполнение системой своих функций при МРЗ.

# Описание оборудования спринклерной системы

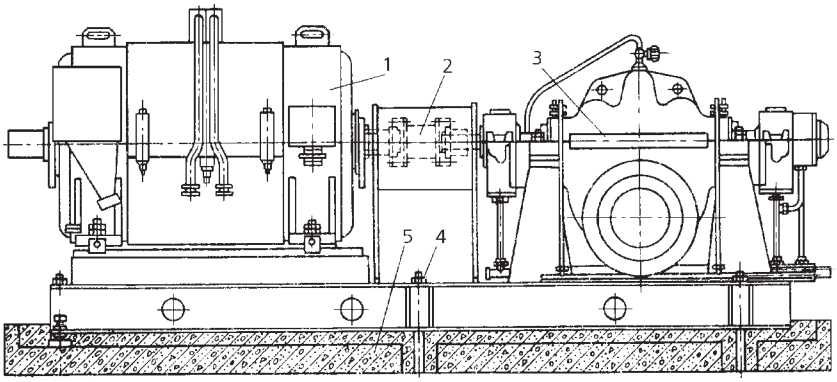
## Спринклерные насосы TQ11(21,31)D01

Агрегат электронасосный центробежный TQ11(21,31)D01 типа ЦНСА 700-140 изготовления НПО им. Фрунзе (г. Сумы) предназначен для снижения давления под гермооболочкой при аварийных режимах на АЭС с блоками ВВЭР-1000. Конструктивно насос выполнен унифицированным с насосом аварийно-планового расхолаживания TQ12(22,32)D01 типа ЦНР 800-230, отличается от него меньшим диаметром рабочего колеса.

Насос этого агрегата одноступенчатый. Проточная часть его состоит из двустороннего полуспирального подвода, рабочего колеса, посаженного на вал по скользящей посадке и спирального полузавиткового отвода, расположенного в корпусе и в крышке насоса.

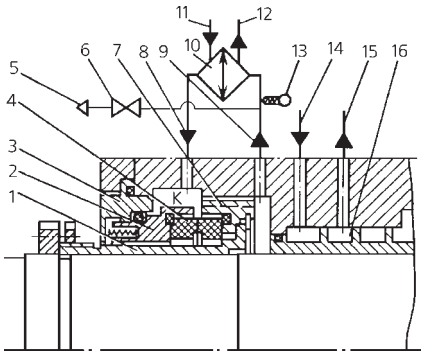
*Общий вид спринклерного насоса типа ЦНСА 700-140*

*1-электродвигатель*
*2-зубчатая муфта*
*3-насос*
*4-анкерный болт*
*5-железобетонный фундамент*




*Конструкция уплотнения насоса ЦНСА 700-140*

*1-вращающийся элемент*
*2-аксиально-подвижный элемент*
*3-корпус*
*4-торцевое уплотнение*
*5-воздушник*
*6-вентиль*
*7-винтовой насос*
*8-подвод к камере уплотнения от теплообменника*
*9-отвод из камеры уплотнения к внешнему т/о*
*10-внешний теплообменник*
*11-подвод техводы VF*
*12-отвод техводы VF*
*13-ТСП*
*14-подвод техводы VF*
*15-отвод техводы VF*
*16-встроенный теплообменник*




Рабочее колесо уплотнено щелевыми уплотнениями для ликвидации внутренних перетечек перекачиваемой жидкости с напора на всас. Корпус насоса имеет горизонтальный разъем, который уплотняется паронитовой прокладкой.

Уплотнение вала насоса - механическое одинарное торцевое с подачей к нему охлаждающей воды от автономной системы. Поскольку предусмотрена работа системы с температурой перекачиваемой среды до 150 $^0$C, то в конструкции насоса были приняты специальные меры по снижению температуры в уплотнении. Материалы уплотнения вала спринклерного насоса выбраны исходя из условий совместимости с прокачиваемой через них средой. Расчетная температура их работы около 150 $^0$C.

Для уменьшения передачи тепла от перекачиваемой жидкости в область уплотнения установлены встроенные теплообменники. Для охлаждения собственно уплотнения установлен выносной теплообменник и встроенный лабиринтно-винтовой насос, развивающий давление, достаточное для обеспечения требуемого расхода жидкости через холодильник.

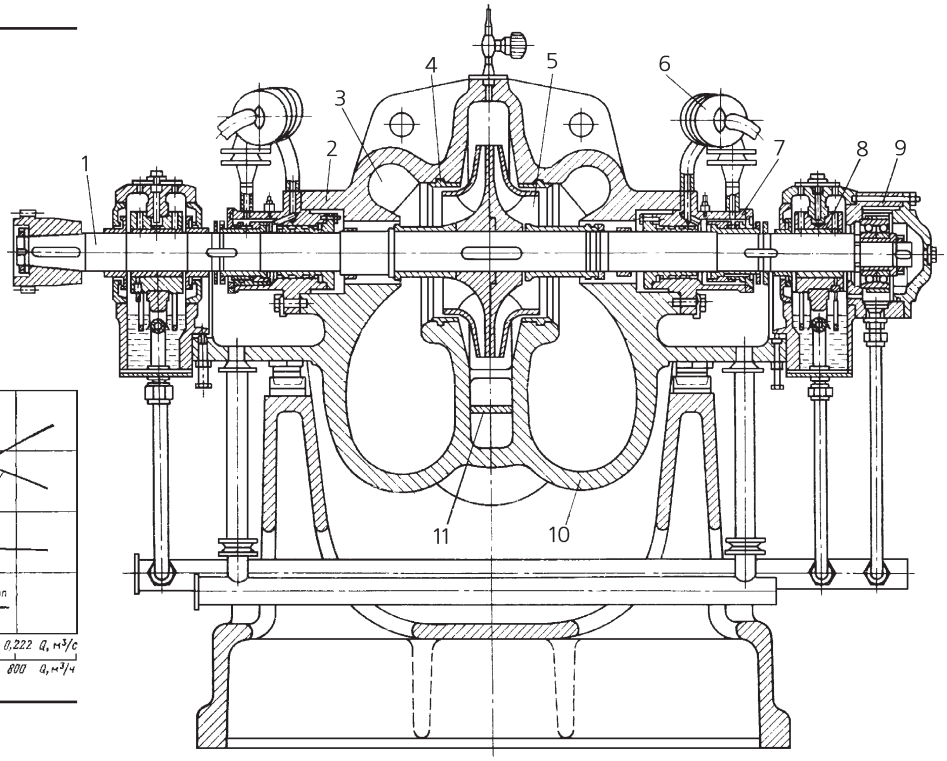
Контур охлаждения торцевого уплотнения снабжен воздушником для выпуска воздуха. Согласно требованию завода-изготовителя воздухоудаление производится при температуре перекачиваемой среды в насосе не более 60 $^0$C.

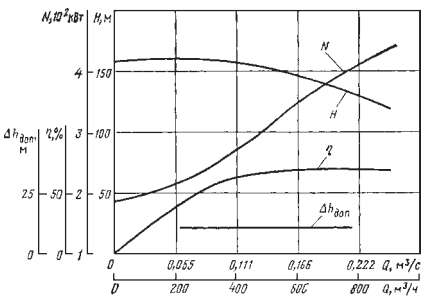
Опорами ротора служат гидродинамические подшипники скольжения с кольцевой масляной смазкой. Маслованны подшипников заполняются маслом турбинным Т-22 или Тп-22. Циркуляция масла обеспечивается за счет двух маслоотбойных колец, охлаждение масла - за счет встроенного в маслованну змеевика с подачей в него техводы группы "А".

Применение в насосе рабочего колеса с двухсторонним входом разгружает осевое усилие ротора. Остаточные осевые усилия на роторе воспринимаются сдвоенным шариковым радиально-упорным шарикоподшипником.

*Конструкция насоса типа ЦНСА 700-140*

*1-вал*
*2-крышка корпуса*
*3-полуспиральный подвод*
*4-внутреннее щелевое уплотнение*
*5-рабочее колесо*
*6-выносные теплообменники*
*7-торцевое уплотнение*
*8-гидродинамические подшипники*
*9-упорный шарикоподшипник*
*10-корпус*
*11-спиральный двухзавитковый отвод*




*Характеристика насоса ЦНСА 700-140*

Конструкция насоса исключает попадание конденсата для отмывки бора в полости насоса, связанные с перекачиваемой средой. Слив конденсата производится в сливной коллектор утечек насоса. Насос соединяется с электродвигателем с помощью зубчатой муфты. Направление вращения насоса - по часовой стрелке, если смотреть со стороны двигателя.

Срок службы насоса - 30 лет, насос и его крепление к фундаменту удовлетворяют требованиям к оборудованию 1 категории сейсмостойкости.

Насосы не имеют собственных защит, требующих отключения насоса.

*Характеристики насосов TQ11(21,31)D01*

| Наименование | Величина |
|---|---|
| Подача, $м^3$/час | 700 |
| Напор, $кгс/см^2$ | 14 |
| Температура перекачиваемой среды, $^0C$ | 10-150 |
| Мощность эл.двигателя насоса, кВт | 500 |
| Частота вращения, об/мин | 2980 |
| Допустимый кавитационный запас, не менее $кгс/см^2$ | 1,1 |
| Время полного разворота, сек | 7,5 |
| Ресурс до капремонта, лет | 5 |
| Максимальная утечка через уплотнения, не более $м^3$/час | 0,01 |
| Расход технической воды на охлаждение насосного агрегата, включая двигатель, $м^3$/час | 11,6 - 12,6 |
| Тип масла для смазки подшипников насоса и электродвигателя | Т-22, Тп-22, Тп-22С |

## Бак спринклерного раствора TQ11(21,31)B01

Предназначен для хранения раствора бората калия, используемого для дозирования в воду при орошении гермооболочки во время аварии. Борный раствор в баке также содержит гидразин-гидрат, используемый для более эффективного удаления йода из объема зоны локализации аварии.

Гидразин -гидрат вместе с борным раствором подается на всасывающую линию спринклерных насосов при помощи водоструйного насоса. Раствор бората калия поступает из бака спринклерного раствора к спринклерным насосам за 20 минут, при максимальном расходе на спринклерном насосе.

*Техническая характеристика баков TQ11-31B01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Объем бака, $м^3$ | 6 |
| Давление - разряжение, мм. вод. ст. | атм. |
| Концентрация борной кислоты, гр/кг | 160 |
| Концентрация ионов калия, мг/кг | 105 |
| Концентрация гидразин-гидрата, мг/кг | 15 |
| Номинальный уровень (от дна бака), м | 3,1 |

## Бак аварийного запаса бора TQ10,20,30W01 (ГА-201)

Бак аварийного запаса борной кислоты TQ10-30B01 представляет собой Г - образное (в плане) облицованное нержавеющей сталью помещение, входящее в состав герметичной зоны реакторного отделения и соединяющееся с ним тремя люками в помещениях ГА-306/$_{1,2,3}$.

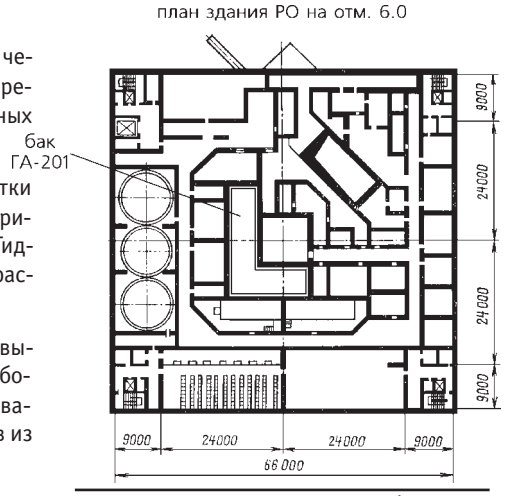
Люки бака выступают над облицовкой пола помещений ГА-306/$_{1,2,3}$ на 200 мм и закрыты нержавеющими металлическими решетками.

При аварии вода из помещений ГА-306/$_{1,2,3}$ попадает в "грязные" отсеки ГА-201 через эти три приемных люка сечением 960х960 мм, над которыми и установлены решетки с ячейкой 100х100 мм, не допускающие попадания в бак-приямок крупных частей изоляции или других посторонних предметов.

В "чистые" отсеки вода попадает, проходя через шестирядные нержавеющие сетки специальной конструкции, установленных поперек бака-приямка около каждого приемного отверстия и делящих бак-приямок на "чистое" и "грязное" отделение. Гидравлические характеристики фильтрующего сетчатого устройства подтверждены расчетом АЭП, архивный N 4382.

Забор борного раствора из бака-приямка ГА-201 к насосам аварийных систем выполнен с установкой рассекателей, установленных в баке на всасывающие трубопроводы СБ, чтобы с учетом понижения уровня РБК в ГА-201 исключить подсасывание парогазовой смеси в период аварийных режимов и исключить выход насосов из строя.

Падение давления на фильтрующих сетках бака-приямка достаточно мало, чтобы обеспечить требуемую величину располагаемого избыточного подпора на всасе в




*Расположение бака ГА-201 в здании РО*

канале спринклерной системы. Допустимые суммарные гидравлические потери на рассекателе и сетчатом устройстве одного канала - не более 0,3 кгс/см$^2$ при расходе через одно любое устройство - до 2500 м$^3$/час раствора.

Общий объем бака по результатам реальных замеров на блоке N1 - 680 м$^3$. Согласно ТОБ АЭС указанный необходимый объем был вычислен исходя из расчетных проектных потерь 300 м$^3$ и оставшегося уровня 1,5 м.

*Техническая характеристика бака ГА-201 TQ10-30B01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Объем бака, м$^3$ | 680 |
| Концентрация борной кислоты, гр/кг | 16 |
| Площадь днища, м$^2$ | 181,3 |
| Объем хранящейся борированной воды, м$^3$ | 500 |

## Форсунки спринклерные

Форсунки спринклерные типа АС 230.00.00. являются частью спринклерных коллекторов, которые установлены в верхней части герметичной оболочки. Эффективность форсунок подтверждена экспериментальными исследованиями ВТИ.

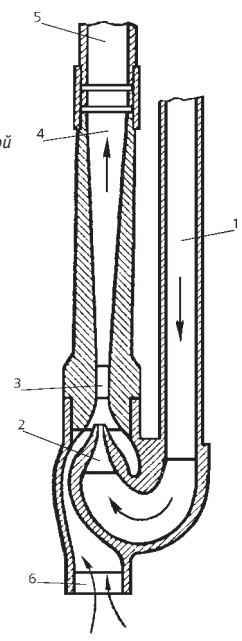
Расстановка спринклерных форсунок произведена из условий обеспечения максимального охвата объема оболочки факелами распыляемой воды и выполнена на основании "Расчета факела спринклерной форсунки" (АЭП, арх. N 209/0АЭ), что позволяет получить максимальный эффект снижения давления в защитной оболочке при работе спринклерной системы.

*Технические характеристики форсунок*

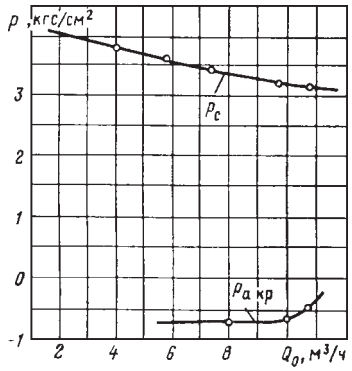
| Параметр | Величина |
|---|---|
| Проектный перепад давления, кгс/см$^2$ | 0,98 |
| Проектный расход через одну форсунку, м$^3$/час | 30 |
| Угол раскрытия факела форсунки, градусов | 75 |

*Конструкция струйного насоса*

*1-подвод рабочей жидкости*
*2-рабочее сопло*
*3-камера смешения*
*4-диффузор*
*5-отвод*
*6-подвод перекачиваемой жидкости*




*Характеристика струйного насоса типа СН 10/50-К*




## Насос водоструйный TQ11(21,31)D02

Насос водоструйный типа СН 10/50-К предназначен для перекачивания раствора бората калия из бака TQ11(21,31)B01 на всас спринклерного насоса. Материал корпусных деталей насоса СН-10/50К - сталь 08Х18Н10Т.

Струйные насосы отличаются простотой устройства и обслуживания, так как не имеют трущихся частей и клапанов. Они малочувствительны к загрязненным жидкостям. По всей видимости поэтому они и были выбраны проектировщиками для перекачки раствора бората калия, имеющего при некоторых условиях склонность к кристаллизации.

Водоструйный насос состоит из следующих основных элементов: рабочего сопла 2, камеры смешения 3, диффузора 4, входного участка горловины (конфузора). Полость, куда поступает перекачиваемая жидкость, обычно называют всасывающей камерой.

Рассмотрим принцип действия водоструйного насоса. Согласно основному уравнению гидравлики - уравнению Бернулли - для идеальной жидкости сумма удельной потенциальной и кинетической энергии потока во всех его сечениях постоянна:

$$H = P/cg + v^2 / 2g$$

В сопле жидкость за счет сужения поперечного сечения приобретает большую скорость, кинетическая энергия ее возрастает, а потенциальная, следовательно, убывает. При этом давление снижается и при определенной скорости становится меньше атмосферного, т.е. во всасывающей камере возникает вакуум.

Под действием вакуума жидкость из бака TQ11(21,31)B01 по всасывающей трубе поступает во всасывающую камеру и далее в камеру смешения. В камере смешения происходит перемешивание потока рабочей жидкости (с напора TQ11(21,31)D01) и перекачиваемой жидкости (из бака TQ11(21,31)B01).

Пройдя камеру смешения поток поступает в диффузор и далее по трубопроводу на всас спринклерного насоса TQ11(21,31)D01, где борат калия смешивается с перекачиваемым спринклерным насосом РБК.

*Техническая характеристика насосов TQ11-31D02*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Марка насоса | CH10/50 |
| Давление рабочей жидкости на входе в насос, кгс/см$^2$ | 7-12 |
| Давление перекачиваемой жидкости на входе в насос, кгс/см$^2$ | 1 |
| Давление перекачиваемой жидкости на выходе из насоса, кгс/см$^2$ | 4,1-7 |
| Подача рабочей жидкости, м$^3$/час | 50 |
| Подача перекачиваемой жидкости, м$^3$/час | 10 |
| КПД, % | 30 |

# Эксплуатация спринклерной системы

При температуре теплоносителя 1 контура более 120 $^0$C спринклерная система должна находится в состоянии дежурства, т.е состоянии полной готовности к выполнению своих функций в случае возникновения аварии, с полным объемом защит и блокировок.

Соответственно действия оперативного персонала по обслуживанию спринклерной системы, находящейся в дежурстве, заключаются в ее регулярном внешнем осмотре, перемешивании баков спринклерного раствора TQ11-31B01, отслеживании контролируемых параметров с БЩУ и регламентной проверке работоспособности в соответствии с графиком.

Перед выводом реактора на МКУ должны быть работоспособны все три канала спринклерной системы.

При работе реакторной установки на мощности допускается вывод в ремонт одного канала на срок не более трех суток с момента появления дефекта по согласованной заявке и письменному разрешению ГИС при условии подтверждения работоспособности двух других каналов.

При неисправности двух и более каналов РУ должна быть переведена в “холодное” состояние.

Включение спринклерной системы TQ11-31 автоматически происходит по следующим сигналам защит CA03:

- обесточению, т.е. снижению напряжения менее 0,25 $U_{ном}$ на 5 ступени ПСП;
- разрывной защите 1 контура ts10, когда разность между t насыщения теплоносителя 1 контура и t в горячих петлях менее 10 $^0$C;
- разрывной защите 1 контура $P_{го}$ > 1,3 кгс/см$^2$, когда давление в гермооболочке более 1,3 кгс/см$^2$;
- разрывной защите 2 контура ts75, при уменьшении давления в паропроводе до 50 кгс/см$^2$ и увеличении разности температур насыщения 1 и 2 контуров до 75 $^0$C.

При срабатывании любой из этих защит автоматически включается насос TQ11(21,31)D01. При работе защит CA03 или обесточивании налагается запрет на дистанционное отключение спринклерного насоса TQ11(21,31)D01; запрет автоматически снимается при достижении любого из следующих параметров:

- температура переднего подшипника э.дв. более 85 $^0$C;
- температура заднего подшипника эл.дв. более 85 $^0$C;
- температура переднего подшипника насоса более 85 $^0$C;
- температура заднего подшипника насоса более 85 $^0$C;
- температура торцевого уплотнения более 70 $^0$C;
- активность техводы более $5\cdot10^{-10}$ Ки/л;
- давление на всасе менее 0,41 кгс/см$^2$.

Открытие же арматуры TQ11(21,31)S03,10 на орошение гермооболочки производится только блокировкой TQS07,15,23 (1,2,3) по сигналу повышения давления под оболочкой более 1,3 кгс/см$^2$. Эта блокировка на открытие арматуры TQ11(21,31)S03,10 выполнена независимой отдельно от защит CA03 (вызывающих включение насосов TQ11-31D01) для исключения случайного орошения ГО при ложной работе ТЗиБ.

Для обеспечения заданных показателей надежности в пределах каждого канала защиты и блокировки по параметрам выполнены по схеме совпадения “2” из “4”, а блокировки по снятию запрета дистанционного отключения насоса, ,как правило, по схеме “2 из 2$^x$”.

В связи с тем, что эксплуатация насосов TQ11(21,31)D01 в безрасходном режиме более 2 минут запрещается, то в поддержку этого были разработаны следующие блокировки для автоматического управлению рециркуляцией насоса:

- через 10 секунд после включения насоса TQ11(21,31)D01 открываются

- TQ11(21,31)S02,09;
- при увеличении расхода на напоре насоса TQ11(21,31)D01 выше 200 м$^3$/час вводится запрет на открытие TQ11 (21,31)S02,09;
- при увеличении расхода на напоре насоса TQ11(21,31)D01 выше 420 м$^3$/час вводится закрытие TQ11(21,31)S02,09.

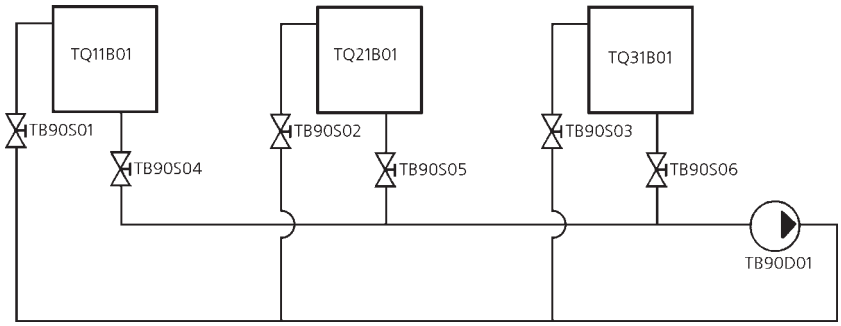
Во время нормальной эксплуатации блока запрещается работа спринклерного насоса TQ11,21,32D01 при:

- температуре подшипников насоса более 85 $^0$C;
- температуре подшипников эл.двигателя более 80 $^0$C;
- температуре торцевого уплотнения более 60 $^0$C;
- утечке через уплотнение более 0,01 м$^3$.

При эксплуатации спринклерного насоса следует иметь ввиду, что длительная его работа обеспечивается при температуре подшипников не более 70 $^0$C. При работе спринклерного насоса в аварийном режиме свыше 200 часов протечки через торцевые уплотнения могут возрасти до 0,1 м$^3$/час. По температурным условиям электродвигателя разрешается производить пуск насоса TQ11(21,31)D01 два раза подряд из холодного состояния, один раз из горячего состояния. Все последующие пуски могут быть осуществлены не ранее, чем через 30 минут.

Поскольку в баках TQ11(21,31)B01 хранится спринклерный раствор с высокой концентрацией борной кислоты, то во избежание кристаллизации РБК встает необходимость в его периодическом перемешивании.

*Схема перемешивания баков спринклерного раствора TQ11,21,31D01*




Для этих целей установлен насос с оперативной маркировкой TB90D01 и смонтированы трубопроводы связи с каждым баком. Насос TB90D01 - типа АХ 8/18-К-2Г, центробежный, одноступенчатый, с расходом 8 м/час и напором 1,8 кгс/см$^2$.

Особенность выполнения технологической операции перемешивания какого-либо бака TQ11(21,31)B01 заключается в необходимости предварительной тщательной проверки закрытия всей арматуры на другие баки и осуществления периодического контроля за уровнями в баках во избежание их перелива при пропуске арматуры.

При перемешивании бака нужно иметь ввиду, что в случае отклонения уровня (или ВХР) в баке запаса спринклерного раствора одного канала от регламентной величины он должен быть выведен в ремонт и восстановлен за 72 часа при условии отсутствия замечаний по двум другим каналам. При невозможности его восстановления или отклонении уровня в двух и более каналах РУ должна быть переведена в “холодное” состояние.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации спринклерных систем TQ11-31

### Событие, происшедшее 1 декабря 1994 года на Хмельницкой АЭС

01.12.94 года блок №1 Хмельницкой АЭС работал на мощности 1009 мВт (эл). В 16:51:20 сек произошло несанкционированное включение спринклерного насоса первой системы безопасности TQ11D01. По факту включенного состояния насоса и отсутствия расхода (арматура TQ11S03,10 на орошение гермооболочки не открылась ввиду отсутствия сигнала повышения давления под оболочкой более 1,3 кгс/см$^2$) открылась арматура на рециркуляции TQ11S02,9. Через 20 секунд работы насос TQ11D01 отключен ключом с БЩУ.

В 16:56:31 сек произошло повторное несанкционированное включение спринклерного насоса TQ11D01. Насос TQ11D01 снова отключен ключом с БЩУ. Персоналом ЭЦ разобрана электросхема выключателя насоса TQ11D01 и совместно с оперативным персоналом ЦТАИ заменены электронные блоки управления насосом. После замены блочков произведено опробование TQ11D01 - без замечаний. Коренной причиной события после проведения расследования был признан дефект оптотиристора блока управления двигателем TQ11D01 (БУД-1М-АД) в шкафу УКТС HV43.

### Событие, происшедшее в июле 1991 года на Балаковской АЭС

При регламентном опробовании 3 канала СБ энергоблока №1 Балаковской АЭС в июле 1991 года произошел отказ задвижки TQ31S02 на трубопроводе Ду150 рециркуляции спринклерного насоса. При разборке задвижки обнаружено разрушение байонетного соединения опорного клина с отрывом козырька байонетного захвата. Произведен ремонт задвижки, но причину повреждения установить не удалось.

При проведении ППР энергоблока №1 в ноябре этого же года произведена ревизия аналогичной арматуры TQ11,21S02 на двух других каналах СБ и удалось определить причину как следствие гидродинамического воздействия струи воды из дроссельной шайбы (скорость около 40 м/сек), установленной перед задвижкой на расстоянии 400 мм. Принято и реализовано решение о переносе дроссельных шайб за арматуру по ходу среды.

### Событие, происшедшее 24 июня 1991 года на Балаковской АЭС

При регламентном опробовании 3 канала СБ энергоблока №1 Балаковской АЭС в 24 июня 1991 года произошел разогрев подшипника №4 спринклерного насоса 1TQ31D01 до 80°С, после этого насос отключен. При этом к вибрации агрегата замечаний не было.

При разборке подшипника №4 не обнаружено замечаний к его элементам (крепежным деталям, маслоподающим кольцам, шейке вала, уровню масла в корпусе подшипника) кроме баббитовой наплавки вкладышей - она имела натяг (пластический сдвиг). Это был 25-й пуск насоса после капитального ремонта в августе 1990 года. Предыдущий пуск этого насоса производился 3.06.91 с замером вибрации без замечаний.

Причиной повреждения подшипника признано попадание в него механической частицы при доливке масла. Недостатком системы смазки подшипников насосов СБ является высыхание масла в подшипниках неработающих насосов (слой масла высыхает со скоростью от 0,1 мм/месяц в зимнее время и до 0,2 мм/месяц в жаркую погоду).

### Событие, происшедшее на Запорожской АЭС

При открытии задвижки 3TQ20S09 (заполнение бака ГА-201 со СВО) на БЩУ работающего энергоблока №3 Запорожской АЭС произошли: аварийные сигнал "$P_{го}$ > 0,3 ати", запуск механизмов III СБ, посадка пневмоарматуры.

Начальник смены РЦ за 30 секунд определил по параметрам 1 и 2 контуров и давлению в ГО, что сигнал о разрыве ложный, и он ключом группового управления пневмоарматурой вернул п/а в открытое положение. Однако успели отключиться: насос промконтура TF33D01 (по уменьшению давления на всасе) и через 22 секунды ГЦН-3 по фактору увеличения давления запирающей воды на сливе из уплотнения. Произошла разгрузка РУ до 64% за 2,5 минуты, включен насос промконтура TF33D01.

Через 11 минут снят ложный сигнал защиты 3СБ по фактору "$P_{го}$ > 0,3 ати" и отключены механизмы 3СБ. Спустя еще 8 минут на БЩУ прошел сигнал "падение ОР СУЗ", сопровождаемый отработкой АРМ и сигнализацией положения на концевиках низа трех ОР СУЗ. ИУР немедленно нажал на ключ останова реактора.

Причиной возникновения нарушения явилась ложная работа 3СБ, произошедшая из-за подачи команды защит по цепям ЦОЗ по непроектной перемычке шкафа УКТС HX39 и через кабельную связь со шкафами HX20,21 при открытии задвижки 3TQ20S09. В результате работы спринклерной системы в гермооболочку поступило около 40 м$^3$ борной кислоты через неплотную задвижку TQ31S10 на напоре насоса, у которой отключился автомат питания. Вода выпала на разъемы приводов СУЗ, в проходках ГП-20, разъемах СВРК на блоке электроразводок и на верхнем блоке и вызвала падение ОР СУЗ. Также установлено, что уплотняющие разъемы прокладки подверглись усадке из-за действия температуры и времени.

# Группы аварийного ввода бора TQ13,23,33

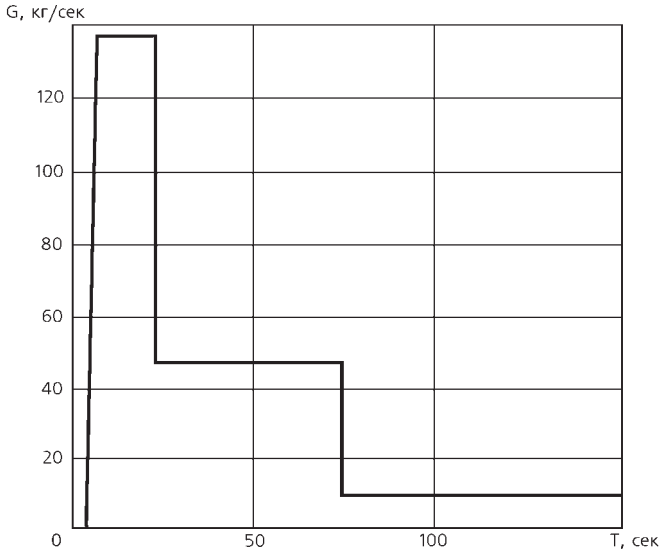
## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы аварийного ввода бора.
- Указать, из каких групп состоит канал системы аварийного ввода бора.
- Описать основные технические характеристики и устройство следующих компонентов группы аварийного ввода бора TQ13(23,33):
  - Насоса аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01;
  - Бака аварийного запаса раствора борной кислоты TQ13(23,33)B01.
- Нарисовать упрощенную схему группы аварийного ввода бора на примере одного из ее каналов TQ13(23,33).
- Объяснить алгоритм управления линией рециркуляции с арматурой TQ13,23,33S05,06.
- Назвать аварийные сигналы, по которым происходит автоматический ввод в работу группы аварийного ввода бора TQ13(23,33).

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы групп аварийного ввода бора высокого давления TQ13-33.**

# Назначение групп аварийного ввода бора TQ13-33




*Изменение требуемого расхода борного раствора в аварийную петлю при разрыве паропровода ПГ*

При эксплуатации АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки. Один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки - это ограничение последствий возможных аварий. В соответствии с требованиями ОПБ-88 в проектах РУ должны иметься средства, направленные на предотвращение проектных аварий и ограничение их последствий.

Наиболее опасны аварии с потерей теплоносителя первого контура, вызываемые повреждением оборудования и трубопроводов.

В случае значительной течи давление в контуре быстро снижается, и охлаждение может производиться сначала борированной водой, автоматически подаваемой из ГЕ САОЗ, а затем от системы аварийно-планового расхолаживания. В случае же малой или средней течи для восполнения потери теплоносителя требуется установка насосов высокого давления.

Также очень опасны разрывы трубопроводов и паропроводов 2 контура, которые приводят к резкому падения давления во 2 контуре и увеличению теплообмена между 1 и 2 контуром. Это приводит к интенсивному снижению температуры теплоносителя первого контура и, при отрицательных температурных коэффициентах реактивности, к увеличению мощности реактора. Для поддержания РУ в безопасном подкритическом состоянии в данном случае необходимо производить ввод в 1 контур раствора борной кислоты, что требует установки высоконапорных насосов суммарной производительностью до 200 м$^3$/час (с учетом невключения одного насоса) и малым временем запаздывания поступления воды в 1 контур (по данным ТОБ РУ ОКБ “ГП”).

Для этих целей и служит система аварийного ввода бора высокого давления

Система аварийного ввода бора предназначена для аварийной подачи высококонцентрированного раствора бора в первый контур при авариях, связанных с выделением положительной реактивности в активной зоне реактора с сохранением высокого давления в первом контуре, а также в режимах, связанных с разуплотнением первого контура.

Система аварийного ввода бора состоит из трех идентичных каналов. Каждый канал состоит из двух групп - TQ13(23,33) и TQ14(24,34).(смотри инструкцию по эксплуатации системы аварийного ввода бора 2.5Э-РЦ.) Целью данного пособия является ознакомление с группами TQ13,23,33.

В основу проекта групп аварийного ввода бора высокого давления TQ13,23,33 положены следующие критерии и требования, предъявляемые к ним со стороны реакторной установки:

- обеспечить подачу в первый контур раствора борной кислоты с расходом не менее 130 м$^3$/час и начальной концентрацией 40 гр/кг в диапазоне давлений 1 контура 90 - 15 кгс/см$^2$, а при давлении в 1 контуре 100 кгс/см$^2$ - не менее 100 м$^3$/час;
- обеспечить возможность работы насоса аварийного ввода бора высокого давления из бака-приямка под оболочкой при авариях, связанных с течью 1 контура, в течение времени, необходимого для расхолаживания блока и отвода остаточных тепловыделений;
- она должна допускать возможность опробования (поканально) при работе блока на мощности и при этом не терять своих функциональных свойств;
- она должна обеспечивать в аварийной ситуации подачу борного раствора в первый контур не позднее чем через 35 - 40 секунд с момента достижения давления в первом контуре 90 кгс/см$^2$ от насоса аварийного ввода бора высокого давления;
- она должна иметь трехканальную структуру, т.е. соответствовать структуре остальных систем безопасности.

В соответствии с требованиями единичного отказа и не обнаруженного отказа система аварийного ввода бора выполнена из трех идентичных каналов, каждый из ко

торых может выполнять назначение всей системы. Таким образом, степень резервирования равна двум. Такая степень резервирования достаточна для выполнения функций системы при сочетаниях повреждений, определенных в ОПБ, поэтому отказ в одном канале не приводит к потере функциональных свойств системы.

Система аварийного ввода бора является защитной системой безопасности и относится к 1 категории сейсмостойкости. Пространственное разделение каналов с установкой стен и перекрытий, огнестойкостью не менее 1,5 часа, и наличие системы АУПТ кабельных помещений позволяет сохранять работоспособность системы при пожаре в одном из каналов. Все оборудование и трубопроводы выполнены по 1 категории сейсмостойкости и рассчитаны на МРЗ, что обеспечивает выполнение системой своих функций при МРЗ.

# Краткое описание подсистемы TQ13(23,33)

Группа системы аварийного ввода бора TQ13(23,33) состоит из трех независимых каналов, каждый из которых включает в себя следующее технологическое оборудование:

- бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты TQ13(23,33)B01;
- насосный агрегат аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01;
- трубопроводы, арматуру, дроссельные шайбы и КИП.

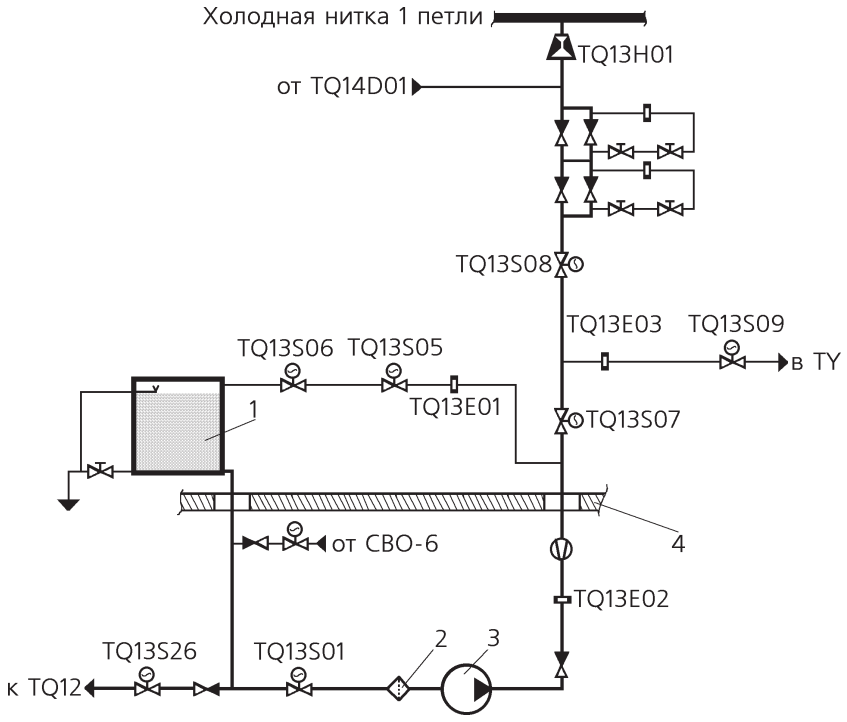
Всасывающие, напорные трубопроводы и трубопроводы рециркуляции насосов аварийного ввода бора выполнены из стали 08Х18Н10Т.

На всасывающих трубопровода установлены предохранительные клапаны TQ13(23,33)S02, защищающие эти трубопроводы от недопустимого повышения давления. Давление срабатывания клапанов - 5,5 кгс/см$^2$.

На напорных трубопроводах внутри гермозоны установлены по два быстродействующих вентиля (на блоке N$^0$ 4 - только один), далее по ходу установлено 4 обратных клапана (на блоке N$^0$ 4 - только два), объединенных попарно-параллельно, каждая пара обратных клапанов имеет байпас, выполненный из трубопровода Ду15 с дроссельной шайбой и двумя ручными вентилями.

Назначение байпаса:

- проведение контроля плотности пары обратных клапанов;
- прогрев напорного трубопровода до температуры гидроиспытаний.




*Упрощенная схема группы аварийного ввода бора (на примере канала TQ13)*

*1 - бак аварийного запаса раствора борной кислоты TQ13B01*
*2 - мехфильтр TQ13N01*
*3 - насос TQ13Д01*
*4 - гермооболочка*

Для отвода возможных протечек через обратные клапана из полости между быстродействующими вентилями выполнен дренаж в систему оргпротечек, снабженный дроссельной шайбой TQ13(23,33)E03 и электроприводным вентилем TQ13(23,33)S09.

На напорном трубопроводе насоса TQ13(23,33)D01 установлена дроссельная шайба TQ13(23,33)E02 для обеспечения надежной работы насоса при снижении давления в первом контуре ниже 40 кгс/см$^2$. Указанная шайба обеспечивает работу насоса в рабочей части характеристики при любых противодавлениях в 1 контуре, вплоть до 1 кгс/см$^2$, что позволяет использовать насос в аварийных ситуациях и при давлениях менее 15 кгс/см$^2$.

Имеется линия рециркуляции с арматурой TQ13(23,33)S05,06 на бак TQ13(23,33)B01, обеспечивающая опробование насоса и его работу в режиме ступенчатого пуска и аварийных ситуациях, когда отсутствуют технологические условия на подачу борного раствора в 1 контур. Арматура на линии рециркуляции управляется автоматически по технологическому параметру (расходу насоса), обеспечивая работу насоса в рабочей части характеристики.

Обратные клапаны, баки аварийного запаса бора и оперативная арматура находятся в герметичной части защитной оболочки, остальное оборудование системы располагается в негерметичной части.

Напорные трубопроводы насосов TQ13(23,33)D01 объединяются с трубопроводами от TQ14(24,34)D01 соответственно и врезаются:

- от TQ13D01 - в холодную нитку петли N$^0$1;
- от TQ23D01 - в холодную нитку петли N$^0$4;
- от TQ33D01 - в холодную нитку петли N$^0$3.

Врезка напорных трубопроводов аварийного ввода бора Dy150 всех трех СБ в холодные нитки петель выполнена с установкой сужающих устройств TQ13,23,33H01, ограничивающих утечку из первого контура в случае разрыва указанных напорных трубопроводов.

Каналы аварийного ввода бора TQ13(23,33) обеспечивают подачу в реактор раствора борной кислоты в начале концентрацией 40 гр/кг из баков TQ13(23,33)B01 объемом 15 м$^3$, а после их опорожнения - раствора бора с концентрацией 16 гр/кг из бака-приямка герметичной оболочки ГА-201 объемом 680 м$^3$.

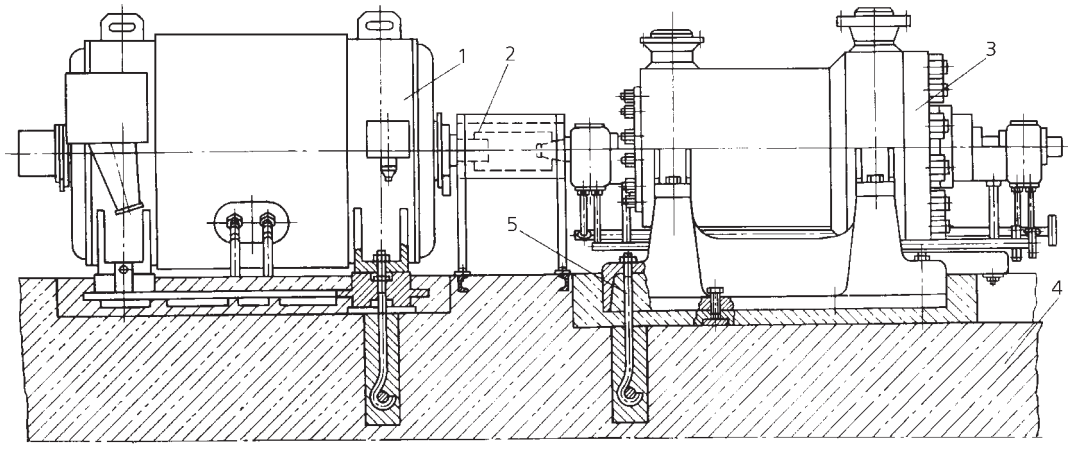
# Описание оборудования группы аварийного ввода бора высокого давления

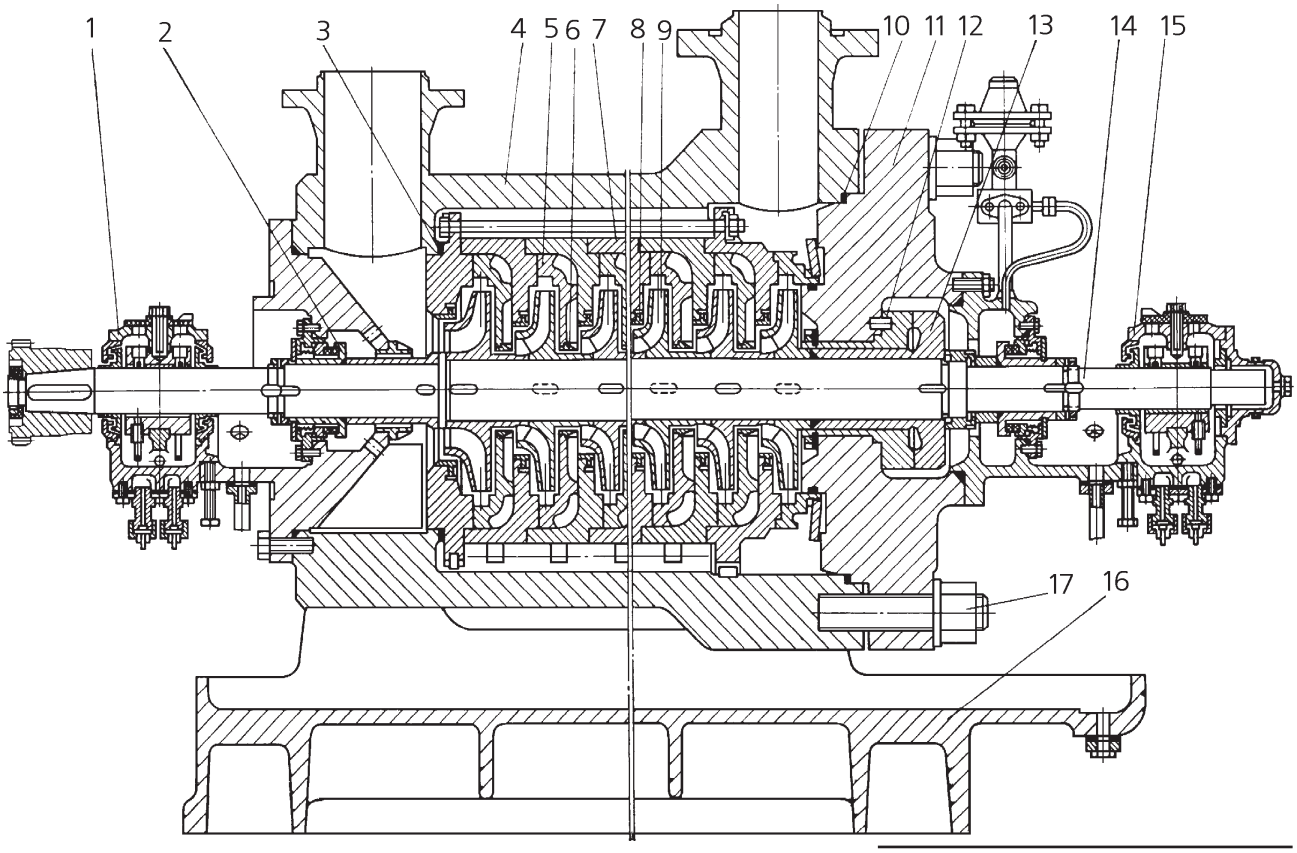
## Насосный агрегат аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01

В системе аварийного ввода бора применяется насос типа ЦН 150-110 изготовления НПО им. Фрунзе (г. Сумы). На некоторых блоках установлены аналоги данных насосов, изготовленные по российской техдокументации заводом "LITOSTROJ" (бывшая СФРЮ). Насосы аварийного ввода бора TQ13,23,33D01 установлены в помещениях А-123/$_{1,2,3}$ обстройки РО соответственно и относятся к категории многоступенчатых центробежных насосов.

*Общий вид насоса TQ13(23, 33)Д01 типа ЦН 150-110*

*1 - электродвигатель*
*2 - зубчатая муфта*
*3 - насос*
*4 - фундамент*
*5 - анкерный болт*






*Конструкция насоса ЦН 150-110*

*1 - подшипник скольжения*
*2 - торцевое уплотнение*
*3 - металлическая прокладка*
*4 - наружный корпус*
*5 - направляющий аппарат*
*6 - сменное уплотнительное кольцо*
*7 - секция внутреннего корпуса*
*8 - сменное уплотнительное кольцо*
*9 - рабочее колесо*
*10 - металлическая прокладка*
*11 - напорная крышка*
*12 - подушка гидропяты*
*13 - разгрузочный диск*
*14 - вал насоса*
*15 - подшипник скольжения*
*16 - опорная плита*
*17 - шпилька*

Для обеспечения безопасности эксплуатации и облегчения сборки и разборки насоса применена двухкорпусная конструктивная схема, которая имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными секционными насосами. Насос изготавливается из материалов, допускающих его работу на воде с добавками борной кислоты, едкого кали и механических примесей.

Насос - центробежный, восьмиступенчатый, горизонтальный, двухкорпусной, с секционным внутренним корпусом. Насос изготавливается в сейсмостойком исполнении.

Базовыми деталями являются кованый цилиндрический наружный корпус со входным и напорным патрубками, направленными вертикально вверх, и напорная крышка, которые центрируются между собой на заточке. Корпус насоса опирается на плиту четырьмя лапами, расположенными в горизонтальной плоскости, проходящей ниже оси насоса. На заточках напорной крышки и наружного корпуса центрируется внутренний корпус.

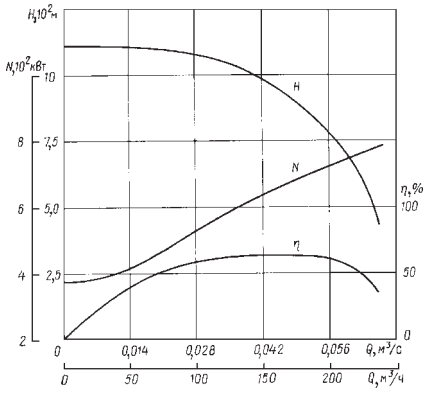
Проточная часть насоса состоит из подвода, рабочих колес, посаженных на вал по плотной посадке, направляющих аппаратов, запрессованных в секции. Стыки высокого давления между наружным и внутренним корпусами, наружным корпусом и напорной крышкой уплотняются обжатыми металлическим прокладками. Герметичность стыков секций обеспечивается за счет металлического контакта уплотняющих поясков. Дополнительно в стыках секций установлены уплотнительные резиновые кольца.

Внутренний корпус фиксируется в наружном корпусе от проворачивания цилиндрическим штифтом. Напорная крышка притягивается к наружному корпусу шпильками. К напорной крышке прикреплена подушка гидропяты.

Рабочие колеса совместно с направляющими аппаратами и секциями, стянутыми шпильками, образуют внутренний корпус, который устанавливается в наружный корпус. Между рабочими колесами и секциями расположены щелевые уплотнения.

Конструкция насосов ЦН 150-110 предусматривает в качестве концевых уплотнений ротора установку взаимозаменяемых одинарных торцевых или сальниковых уплотнений. В качестве концевых уплотнений вала первоначально на блоке №1 использовались сальниковые уплотнения, однако в настоящее время на насосных агрегатах TQ13(23,33)D01 всех блоков Бал.АЭС установлены одинарные торцевые уплотнения. Допустимая протечка через уплотнение - до 30 см$^3$/час.

*Характеристика насоса ЦН 150-110 при n=2970 об/мин.*



Разгрузочное устройство - гидравлическая пята, расположенная в напорной крышке насоса. Осевое усилие ротора воспринимается подушкой гидропяты и разгрузочным диском. Гидравлическая пята является саморегулирующим устройством: зазор между гидропятой и корпусом автоматически устанавливается за счет осевых смещений ротора таким, что разность сил давления по обе стороны диска равна усилию на роторе насоса.

Не разрешается работа насоса при увеличении температуры в камере гидропяты более 70 $^0$C.

Особенность установки насосов TQ13(23,33)D01 состоит в том, что линия отвода воды с гидропяты выполнена напрямую на всас насоса, вследствие этого заводом-изготовителем данных насосов категорически запрещена их работа в безрасходном режиме.

Поскольку за счет трения к камере гидропяты жидкость дополнительно подогревается на 10-20 $^0$C, то разрешается перекачивание среды с температурой не более 60 $^0$C.

Опоры ротора - гидродинамические подшипники скольжения с кольцевой смазкой, которые крепятся к статору насоса шпильками и штифтуются. Смазка подшипников осуществляется маслом турбинным Т-22 (Тп-22, Тп-22С). В картер каждого подшипника заливается по 2 литра указанного масла. Контроль температуры вкладышей подшипников производится при помощи термометров сопротивления. При нормальной эксплуатации допускается работа насоса с температурой подшипников не более 80 $^0$C.

Для ограничения осевых сдвигов ротора в сторону нагнетания используется упорный шарикоподшипник, кроме того в заднем подшипнике установлен концевой упор ротора с визуальным указателем осевого сдвига. При нормальной работе насоса указатель сдвига находится против риски на корпусе подшипника.

Лапами, расположенными в горизонтальной плоскости, насос опирается на плиту. Крепление лап к плите подвижное, допускающее температурные расширения корпуса.

Направление вращения ротора насоса со стороны электродвигателя - левое. Максимально-допустимая температура подшипников насоса и эл.двигателя - 70 градусов.

Насос не имеет собственных защит, требующих его автоматического отключения. Для передачи усилия от электродвигателя к насосу предусмотрена зубчатая муфта. Муфта воспринимает перемещение вала и тепловое расширение.

Электродвигатели насосов TQ13,23,33D01 подключаются к секциям надежного питания. В аварийных ситуациях, связанных с включением программы ступенчатого пуска, эти секции запитываются от работающих дизель - генераторов.

*Техническая характеристика насосов TQ13-33D01*

| *Параметр* | *Величина* |
|---|---|
| *Тип насосов TQ13 - 33D01* | *ЦН 150-110* |
| *Производительность, м$^3$/час* | *150* |
| *Напор, метров вод. ст.* | *980* |
| *Диапазон работы по напору, кгс/см$^2$* | *110 - 40* |
| *Температура перекачиваемой среды $^0$C* | *20 - 60* |
| *Номинальная частота вращения, об/мин* | *2970* |
| *Смазка подшипников* | *Т-22, Тп-22* |
| *Номинальное давление на всасе, кг/см$^2$* | *0,2 - 3* |
| *Протечка через уплотнение, см3/час* | *30* |
| *Мощность двигателя, кВт* | *800* |
| *Мощность насоса (при ном. подаче),кВт* | *640* |
| *Напряжение питания, кВ* | *6/50 гц* |
| *Тип электродвигателя* | *2АЗМ1-800/6000* |

## Бак аварийного запаса раствора борной кислоты TQ13(23,33)B01

Бак TQ13(23,33)B01 предназначен для хранения аварийного запаса раствора борной кислоты концентрацией 40 гр/л. Представляет из себя емкость в форме параллелипеда, изготовленную из нержавеющей стали марки 08Х18Н10Т. Объем каждого бака - 15 м$^3$.

Для создания максимального подпора (кавитационного запаса) на всасе насосов TQ13(23,33)D01 баки расположены на отметке 13.2 гермозоны в помещениях ГА-306/1-3 и дополнительно приподняты на 2 метра от уровня пола.

*Техническая характеристика баков TQ13-33B01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Объем бака, м$^3$ | 15 |
| Давление - разряжение, мм. вод. ст. | 30 |
| Концентрация борной кислоты, гр/кг | 40 |
| Концентрация хлорид-ионов, не более, мг/кг | 0,15 |
| Значение Ph, не менее | 3,8 |

## Дроссельные шайбы TQ13,23,33E01

Дроссельные шайбы TQ13,23,33E01, расположенные на трубопроводах рециркуляции от TQ13,23,33D01 в баки TQ13,23,33B01, служат для оптимизации гидравлического сопротивления трубопроводов рециркуляции.

Дроссельные шайбы TQ13,23,33E01 рассчитаны на рабочее давление 110 кгс/см$^2$, перепад на шайбе - 110 кгс/см$^2$, расчетный расход - 30 м$^3$/час.

## Дроссельные шайбы TQ13,23,33E02

Дроссельные шайбы TQ13,23,33E02, расположенные на напорных трубопроводах от TQ13,23,33D01, служат для обеспечения надежной работы насоса при снижении давления в первом контуре ниже 40 кгс/см$^2$.

Дроссельные шайбы TQ13,23,33E02 рассчитаны на рабочее давление 110 кгс/см$^2$, перепад на шайбе - 5,5 кгс/см$^2$, размер отверстия в шайбе - 39,9 мм, расчетный расход - 105 м$^3$/час.

## Дроссельные шайбы TQ13,23,33E03

Дроссельные шайбы TQ13,23,33E03, расположенные на трубопроводах отвода возможных протечек через обратные клапана из полости между быстродействующими вентилями в систему оргпротечек, служат для защиты системы оргпротечек (в первую очередь TOПа TY10W01)от недопустимого увеличения давления в случае сильного пропуска.

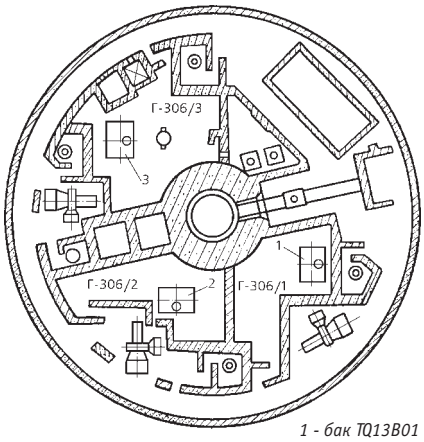
Дроссельные шайбы TQ13,23,33E03 рассчитаны на рабочее давление 135 кгс/см$^2$, перепад на шайбе - 134 кгс/см$^2$, расчетный расход - 0,4 м$^3$/час.

## Сужающие устройства TQ13,23,33H01

Сужающие устройства TQ13,23,33H01, расположенные в месте врезки напорных трубопроводов от TQ13(23,33)D01 в 1 контур, служат для ограничения утечки из 1 контура в случае разрыва указанных трубопроводов.

Сужающие устройства TQ13,23,33H01 рассчитаны на рабочее давление 160 кгс/см$^2$, перепад на сужающем устройстве - 5,5 кгс/см$^2$, расчетный расход - 235 м$^3$/час.

*План гермооболочки на отметке 13.2*




*1 - бак TQ13B01*
*2 - бак TQ23B01*
*3 - бак TQ33B01*

# Эксплуатация, контроль и управление группами аварийного ввода бора

В соответствии с “Перечнем ядерно-опасных работ на реакторных установках Балаковской АЭС” 1.1ОПР-ОЯБ, работы по выводу (вводу) в ремонт (из ремонта) каналов TQ13,23,33, их испытания с подачей борного раствора в реактор, заполнение или дозаполнение баков аварийного запаса РБК TQ13-33B01, переключения, связанные с возможностью нарушения готовности к работе систем безопасности, или связанные с возможностью “переопрессовки” (повышения давления более 35 кгс/см$^2$) корпуса реактора в “холодном” состоянии при температуре металла корпуса ниже критической температуры хрупкости в каналах TQ13,23,33 являются ядерно-опасными.

При давлении в 1 контуре ниже 35 кгс/см$^2$ и средней температуре теплоносителя 1 контура ниже критической температуры хрупкости металла корпуса реактора (100$^o$C) или при работе активной части CA03 в режиме планового расхолаживания первого контура должны быть закрыты TQ13,23,33S07,08 и разобраны их электросхемы.

При работе э/блока система аварийного ввода бора должна находится в дежурстве, т.е состоянии полной готовности к выполнению своих функций в случае возникно

вения аварии. При этом должны быть приняты организационные мероприятия исключающие ошибочное закрытие арматуры TQ13(23,33)S01 на всасе насосов TQ13(23,33)D01.

Соответственно действия оперативного персонала по обслуживанию системы аварийного ввода бора, находящейся в дежурстве, заключаются в ее регулярном внешнем осмотре, отслеживании контролируемых параметров с БЩУ и регламентной проверке работоспособности в соответствии с графиком.

Перед выводом реактора на МКУ должны быть работоспособны все три канала системы аварийного ввода бора.

При работе реакторной установки на мощности допускается вывод в ремонт одного канала на срок не более трех суток с момента появления дефекта по согласованной заявке и письменному разрешению ГИС при условии подтверждения работоспособности двух других каналов.

При неисправности двух и более каналов РУ должна быть переведена в "холодное" состояние.

Согласно РТР существует следующее требование по расходной эффективности подсистемы аварийного ввода бора TQ13-33:

- расход TQ13(23,33)D01 при $P_{1К}$ 15-90 кгс/см$^2$ должен быть не менее 130 м$^3$/час, при $P_{1К}$ 100 кгс/см$^2$ не менее 100 м$^3$/час.

Управление и контроль системы аварийного ввода бора выполнены идентично технологической части проекта в трехканальном исполнении с территориальным, электрическим и информационным разделением каналов. При этом средства автоматизации изготовлены в сейсмостойком исполнении.

Подсистема автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех предусмотренных проектом режимах. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование группы аварийного ввода бора, являются давление на напоре насосов аварийного ввода бора TQ13-33D01, а также обеспечиваемые ими расходы раствора борной кислоты. Для измерения указанных параметров и вывода информации на РМОТ и на средства УКТС используются измерительные преобразователи давления типа "Сапфир- 22".

При аварии основным видом управления для насосов TQ13(23,33)D01 является автоматическое управление по командам защит САОЗ, реализуемое через аппаратуру ступенчатого пуска, воздействующего на комплекс технических средств. Включение подсистемы аварийного ввода бора TQ13-33 автоматически происходит по следующим сигналам:

- обесточению, т.е. снижению напряжения менее 0,25 $U_{ном}$ на II ступени ПСП;
- разрывной защите 1 контура ts10, когда разность между t насыщения теплоносителя 1 контура и t в горячих петлях менее 10 $^0$C;
- разрывной защите 1 контура $P_{го}$ > 1,3 кгс/см$^2$, когда давление в гермооболочке более 1,3 кгс/см$^2$;
- разрывной защите 2 контура ts75, при уменьшении давления в паропроводе до 50 кгс/см$^2$ и увеличении разности температур насыщения 1 и 2 контуров до 75 $^0$C.

При срабатывании любой из этих защит автоматически включается насос TQ13(23,33)D01, открывается напорная арматура TQ13(23,33)S07, и если давление в 1 контуре из-за течи упадет ниже 110 кгс/см$^2$, то начнется поступление воды от насосов в первый контур. Имеющаяся на блоках 1-3 вторая арматура TQ13(23,33)S08 на напорной линии от насосов в первый контур согласно алгоритмов ТЗиБ всегда открыта (блокировки TQS31,41,51 для 1,2,3 СБ соответственно).

При работе защит САОЗ или программы ступенчатого пуска налагается запрет на дистанционное отключение насоса ввода бора TQ13(23,33)D01; запрет автоматически снимается при достижении любого из следующих параметров:

- уровень в баке аварийного запаса борной кислоты менее L < 25 см;
- температура подшипников э.дв. более 85 $^0$C;
- температура в камере гидропяты более 70 $^0$C;
- температура подшипников насоса более 85 $^0$C;
- активность техводы более $5\cdot10^{-10}$ Ки/л;
- давление на всасе менее 0,51 кгс/см$^2$
- давление в первом контуре менее 18 кгс/см$^2$.

При этом в случае исчерпания запаса раствора борной кислоты в баках TQ13(23,33)B01 предусмотрена работа насосов аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01 из ГА-201 с открытием TQ13(23,33)S26.

Для исключения "зависания" давления в 1 контуре при работе насосов TQ13(23,33)D01 на плотный первый контур предусмотрено снятие запрета на закрытие арматуры на напорной линии по повышению уровня в КД до 8000 мм. При повышении уровня в КД оператор может закрыть арматуру на напоре, арматура на линии рециркуляции при этом автоматически открывается. При снижении уровня в КД до 3500 мм арматура на напоре автоматически открывается, а на линии рециркуляции - закрывается.

Кроме автоматического управления предусмотрено индивидуальное управление насосами и арматурой непосредственно с БЩУ и РЩУ по схеме, исключающей ложные срабатывания при пожарах, через блоки БПУ в шкафах связи.

При включении насоса TQ13(23,33)D01 открытие арматуры VF12(22,32)S07 на подаче техводы на охлаждение агрегата также происходит автоматически, поэтому оно не требует присутствия оператора по месту.

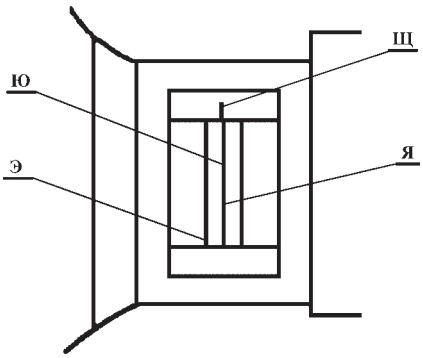
В связи с тем, что эксплуатация насосов TQ13(23,33)D01 в безрасходном режиме запрещается, то в поддержку этого были разработаны следующие блокировки для автоматического управлению рециркуляцией насоса:

- через 10 секунд после включения насоса TQ13(23,33)D01 открываются TQ13(23,33)S05,06;
- при увеличении расхода на напоре насоса TQ13(23,33)D01 выше 30 м$^3$/час вводится запрет на открытие TQ13(23,33)S05,06;
- при увеличении расхода на напоре насоса TQ13(23,33) D01 выше 80 м$^3$/час вводится закрытие TQ13(23,33) S05,06;

Осмотр подсистемы аварийного ввода бора высокого давления TQ13-33 по месту установки оборудования должен производится ежесменно, с контролем:

- соответствия положения арматуры указанному в ИЭ, особенно открытого положения TQ13(23,33)S01;
- уровней масла в подшипниках электродвигателя и насоса TQ13(23,33)D01;
- отсутствия протечек через разъемы и уплотнения насосных агрегатов TQ13(23,33)D01;
- положения ротора TQ13(23,33)D01 по рискам визуального указателя осевого сдвига.

*Указатель осевого сдвига ротора насоса ЦН 150-110*




Величина осевого сдвига определяется со стороны, противоположной двигателю по указателю. У исправного насоса при его работе риска на корпусе Щ должна располагаться между средней и правой рисками Ю и Я на валу насоса, при стоянке - между рисками Э и Ю.

В ходе комплексных испытаний групп аварийного ввода бора на Балаковской АЭС подтверждено, что расходная характеристика насосов TQ13(23,33)D01 при работе на уплотненный первый контур равна 137 м$^3$/час при давлении в 1 контуре 90 кгс/см$^2$ с увеличением расхода до 239 м$^3$/час при снижении давления до 20 кгс/см$^2$, что удовлетворяет требованию проекта. Время запаздывания поступления воды в реактор с момента включения насосов также удовлетворяет требованию проекта и равно для насосов (без учета разворота дизеля):

- для TQ13D01 составило 3 секунды;
- для TQ23D01 составило 8 секунд;
- для TQ33D01 составило 9 секунд.

Эффективность и быстродействие системы удовлетворяет предъявленным к ней требованиям и равно:

- для TQ13D01 - 0,929β эфф/мин;
- для TQ23D01 - 0,264β эфф/мин;
- для TQ33D01 - 0,267β эфф/мин.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации групп аварийного ввода бора TQ13-33

## Событие, происшедшее в феврале 1987 года на Балаковской АЭС

В феврале 1987 года блок №1 Балаковской АЭС находился в "холодном" состоянии для перегрузки ядерного топлива. При плановом опробовании насоса 1TQ33D01 на рециркуляцию после его включения при открытии арматур TQ33S05,06 исчезла индикация арматуры 1TQ33S05 на БЩУ.

Оператор БЩУ отвлекся и не сразу заметил исчезновения индикации, после 5™ минут работы насос был отключен с БЩУ из-за скачкообразного роста температуры в линии слива с гидропяты более 70 °С.

Как выяснилось при последующем расследовании арматура 1TQ33S05 оставалась закрытой все время опробования. Ее привод обесточился вследствие того, что арматура была зажата в закрытом положении. Около 5 минут насос 1TQ33D01 работал в безрасходном режиме, при этом произошел разогрев жидкости в корпусе насоса, ее вскипание в линии слива с гидропяты.

Сразу после вскипания произошло изменение баланса сил в гидропяте, вал насоса сдвинулся до концевого упора ротора и рабочие колеса насоса начали задевать секции направляющего аппарата. Насос получил большие повреждения, устранение которых потребовало длительного ремонта.

## Событие, происшедшее 13 февраля 1997 года на Южно-Украинской АЭС

12.02.97 года блок №3 Южно-Украинской АЭС работал на мощности 1010 мВт (эл) по проектной смене. В соответствии с установленным на АЭС порядком перед регламентной проверкой ПСП произведено опробование в работе механизмов II канала СБ с проверкой срабатывания отдельных блокировок.

При этом насос 3TQ23D01 отработал 1 час 59 минут. Замечаний по работе арматуры на линии рециркуляции указанного насоса и непосредственно самого насоса не было.

В 10:12:34 в соответствии с графиком начата проверка ПСП II канала СБ. При включении 3TQ23D01 на 2 ступени ПСП не открылся вентиль 3TQ23S06. Попытки открыть его с БЩУ успеха не имели. После снятия запрета на отключение 3TQ23D01 он отключен.

При последующем расследовании было выявлено, что причиной неоткрытия арматуры 3TQ23S06 было срабатывание ограничителя крутящего момента (так называемой "моментной муфты") эл.привода вследствие возникновения чрезмерных усилий при открытии вентиля.

## Событие, происшедшее 18 июня 1991 года на Балаковской АЭС

В июне 1991 года блок №3 Балаковской АЭС работал на мощности 413 мВт (эл). В 11:45 при регламентном опробовании ПСП первой системы безопасности на насосе 3TQ13D01 отмечен рост температуры торцевой крышки подшипника №1 электродвигателя. При достижении t>80 °С насос был отключен и после подтверждение работоспособности двух других каналов 3TQ23,33 выведен в ремонт.

При ремонте двигателя было обнаружено, что причиной нагрева торцевой крышки подшипника №1 электродвигателя была неправильно выставленная заводом-изготовителем СФРЮ "LITOSTROJ" магнитная ось.

В результате ежемесячных регламентных опробований насоса происходило постепенное смещение магнитной оси, которое при увеличении приводило к растущему нагреву торца подшипника за счет появляющихся при этом усилий.

Комиссия свидетельствовала, что насос с момента ввода в эксплуатацию работал с отклонениями, нарастающими от пуска к пуску.

Тем не менее приведенные факты не стали основанием углубленного анализа рабо

ты насоса ни персоналом РЦ-2, ни ЭЦ, ни персоналом лаборатории надежности и диагностики.

Комиссией также было отмечено, что оценка состояния оборудования и ремонта этого насоса проводилась неудовлетворительно. Насос, проработавший всего 16,7 часа из 30-ти летнего ресурса, потребовал проведения пяти ремонтов, в том числе 2-х плановых и 3-х неплановых по одной и той же причине - рост температуры подшипника двигателя.

# Группы аварийного впрыска бора TQ14,24,34

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы аварийного ввода бора.
- Указать, из каких каналов состоит система аварийного ввода бора.
- Описать основные технические характеристики и устройство следующих компонентов группы аварийного впрыска бора высокого давления TQ14(24,34):
  - Насоса аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01;
  - Бака аварийного запаса раствора борной кислоты TQ14(24,34)B01.
- Нарисовать упрощенную схему группы аварийного впрыска бора высокого давления на примере одного из ее каналов TQ14(24,34).
- Объяснить назначение линии дренажа с арматурой TQ14,24,34S17 и дроссельной шайбой TQ14,24,34E01.
- Объяснить алгоритм управления линией рециркуляции с арматурой TQ14,24,34S03,04 и дроссельной шайбой TQ14,24,34E01.
- Назвать аварийные сигналы, по которым происходит автоматический ввод в работу группы аварийного впрыска бора высокого давления TQ14(24,34).

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы группы аварийного впрыска бора высокого давления TQ14(24,34).**

# Назначение группы аварийного впрыска бора TQ14(24,34)

При эксплуатации АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки. Один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки - это ограничение последствий возможных аварий. В соответствии с требованиями ОПБ-88 в проектах РУ должны иметься средства, направленные на предотвращение проектных аварий и ограничение их последствий.

Наиболее опасны аварии с потерей теплоносителя первого контура, вызываемые повреждением оборудования и трубопроводов.

В случае значительной течи давление в контуре быстро снижается, и охлаждение может производиться сначала борированной водой, автоматически подаваемой из ГЕ САО3, а затем от системы аварийно-планового расхолаживания.

В случае же малой течи для восполнения потери теплоносителя требуется установка насосов, способных подавать раствор борной кислоты в первый контур при высоком давлении в нем. Для этих целей и служит система аварийного ввода бора.

Система аварийного ввода бора предназначена для аварийной подачи высококонцентрированного раствора бора в первый контур при авариях, связанных с выделением положительной реактивности в активной зоне реактора с сохранением высокого давления в первом контуре, а также в режимах, связанных с разуплотнением первого контура.

Каждый канал системы аварийного ввода бора состоит из двух групп TQ13(23,33) и TQ14(24,34). Целью, которая преследовалась при написании данного материала является ознакомление с группой аварийного впрыска бора высокого давления TQ14(24,34).

В основу проекта группы аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34 положены следующие критерии и требования, предъявляемые к ней со стороны реакторной установки:

- обеспечить подачу в первый контур раствора борной кислоты с расходом 6 $м^3$/час, с концентрацией 40 гр/кг при давлении в диапазоне 160 - 0 $кгс/см^2$;
- она должна допускать возможность опробования (поканально) при работе блока на мощности и при этом не терять своих функциональных свойств;
- она должна обеспечивать в аварийной ситуации подачу борного раствора в первый контур не позднее чем через 5 минут;
- она должна иметь трехканальную структуру, т.е. соответствовать структуре остальных систем безопасности.

# Состав и краткое описание группы TQ14(24,34)

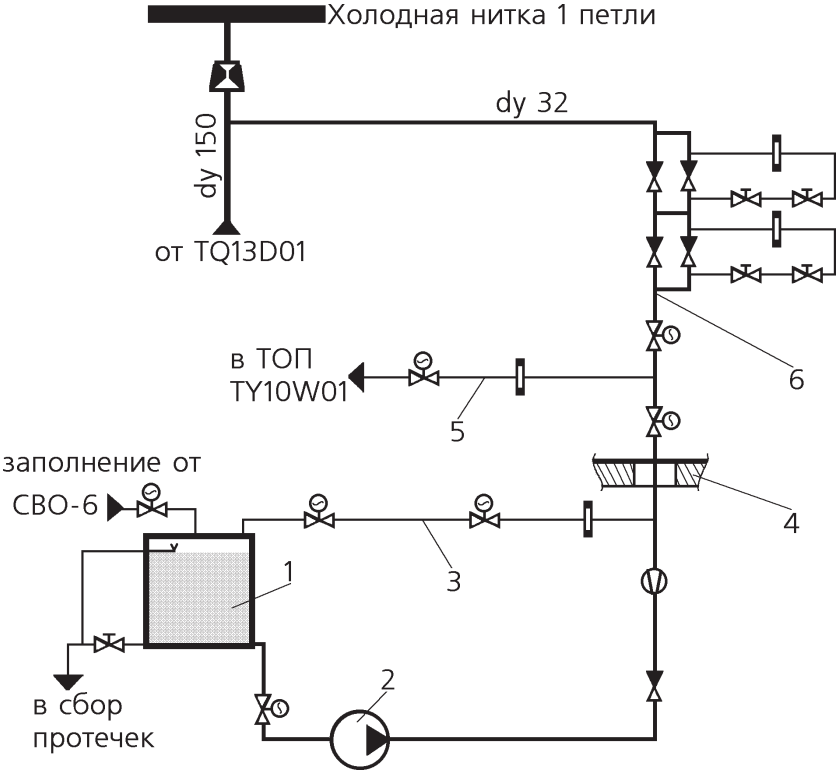
В соответствии с требованиями ОПБ-88 на каждом энергоблоке АЭС предусматривается по три независимых канала аварийного впрыска бора высокого давления TQ14(24,34), каждый из которых включает в себя следующее технологическое оборудование:

- бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты TQ14(24,34)B01;
- насосный агрегат аварийного впрыска бора высокого давления TQ14(24,34)D01;
- трубопроводы, арматуру, дроссельные шайбы и КИП.

Всасывающие, напорные трубопроводы и трубопроводы рециркуляции насосов аварийного ввода бора высокого давления выполнены из стали 08Х18Н10Т.

Первоначально согласно проекта на всасывающих трубопроводах насосов TQ14,24,34D01 из баков TQ14,24,34B01 в пом. А-036/$_{1,2,3}$ были установлены предохранительные клапаны TQ14(24,34)S20, которые по проекту “защищали всасывающие трубопроводы насосов от недопустимого повышения давления”. Однако в процессе

эксплуатации выяснилось, что вследствие вибрации при работе плунжерных насосов впрыска бора TQ14(24,34)D01 (что неизбежно из-за возвратно-поступательного характера их работы) эти клапаны имеют свойство срабатывать, тем самым снижая надежность системы. В 1994-95 годах они были демонтированы по техническому решению, согласованному с ГАН РФ.




*Упрощенная схема группы аварийного впрыска бора (на примере TQ14)*

*1-бак TQ14B01*
*2-насос TQ14Д01*
*3-линия рециркуляции с арматурой TQ14S03,04 и дроссельной шайбой TQ14E02*
*4-гермооболочка*
*5-линия отвода протечек с арматурой TQ14S17 и дроссельной шайбой TQ14E01*
*6-напорный трубопровод с арматурой TQ14S07,08 и обр.клапанами*

На напорных трубопроводах внутри гермозоны установлены по два эл.приводных быстродействующих вентиля (на блоке N⁰ 4 - только один), далее по ходу установлено 4 обратных клапана (на блоке N⁰ 4 - только два), объединенных попарно-параллельно, каждая пара обратных клапанов имеет байпас (на блоке N⁰ 4 - отсутствует), выполненный из трубопровода Ду15 с дроссельной шайбой и двумя ручными вентилями. Назначение байпаса:

- проведение контроля плотности пары обратных клапанов;
- прогрев напорного трубопровода до температуры гидроиспытаний.

Для отвода возможных протечек через обратные клапана из полости между быстродействующими вентилями выполнен дренаж в систему оргпротечек, снабженный дроссельной шайбой TQ14,24,34E01 и электроприводным вентилем.

Напорные трубопроводы насосов TQ14(24,34)D01 объединяются в гермооболочке с напорными трубопроводами от TQ13(23,33)D01 и врезаются:

- от TQ14D01 - в холодную нитку петли N⁰1;
- от TQ24D01 - в холодную нитку петли N⁰4;
- от TQ34D01 - в холодную нитку петли N⁰3.

Врезка напорных трубопроводов аварийного ввода бора Dy150 всех трех СБ в холодные нитки петель выполнена с установкой сужающих устройств TQ13,23,33H01, ограничивающих утечку из первого контура в случае разрыва указанных напорных трубопроводов.

Насосы TQ14(24,34)D01 имеют линии рециркуляции на бак с арматурой TQ14,24,34S03,04 и дроссельными шайбами TQ14,24,34E02.

Как уже указывалось, имеется три независимых канала TQ14,24,34, каждый из которых способен выполнить требуемые функции в полном объеме. Таким образом, степень резервирования равна двум. Такая степень резервирования системы достаточна для выполнения функций системы при сочетаниях повреждений, определенных в ОПБ, поэтому отказ в одном канале не приводит к потере функциональных свойств системы.

Система аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34 является защитной системой безопасности и относится к 1 категории сейсмостойкости. Пространственное разделение каналов с установкой стен и перекрытий, огнестойкостью не менее

1,5 часа, и наличие системы АУПТ позволяет сохранять работоспособность системы при пожаре в одном из каналов. Все оборудование и трубопроводы выполнены по 1 категории сейсмостойкости и рассчитаны на МР3, что обеспечивает выполнение системой своих функций при МР3.

# Описание оборудования группы аварийного впрыска бора высокого давления

## Насосный агрегат аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01

*Общий вид электронасосного агрегата типа ПТ 6/160-С*

В системе аварийного впрыска бора высокого давления применяется насос типа ПТ 160/6-С, изготавливаемый Лебедянским машиностроительным заводом. Насосы аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34D01 установлены в помещениях А-036/$_{1,2,3}$ обстройки РО соответственно и относятся к категории поршневых насосов. Заводское условное обозначение агрегата означает:

- ПТ - трехплунжерный;
- 6 - подача, м$^3$/час;
- 160 - давление на выходе из насоса, кгс/см$^2$;
- С - специальное исполнение.

Согласно паспорта завода-изготовителя максимальное давление на выходе из насоса, допустимое продолжительностью до 1 часа в сутки, составляет 200 кгс/см$^2$.

Насосный агрегат состоит из насоса с электродвигателем и двухступенчатым цилиндрическим редуктором, смонтированными на общей фундаментной раме. Для защиты насоса от перегрузок в период проведения гидроиспытаний в состав ЗИП входит перепускной клапан, крепящийся на гидроблоке и отрегулированный на заводе-изготовителе на давление полного перепуска 200 кгс/см$^2$.

Насос - горизонтальный кривошипный трехпоршневой тройного действия; состоит из приводной и гидравлической частей и маслосистемы. Приводная часть включает в себя корпус (станину) 3, коленчатый вал 1, шатуны 2, ползуны 4 с направляющими 5 и проставки 6 с шарнирно-плавающим соединением проставков со штоками 11. В корпус заливается масло для смазки трущихся пар приводной части.

*Конструкция электронасосного агрегата типа ПТ 6/160-С*

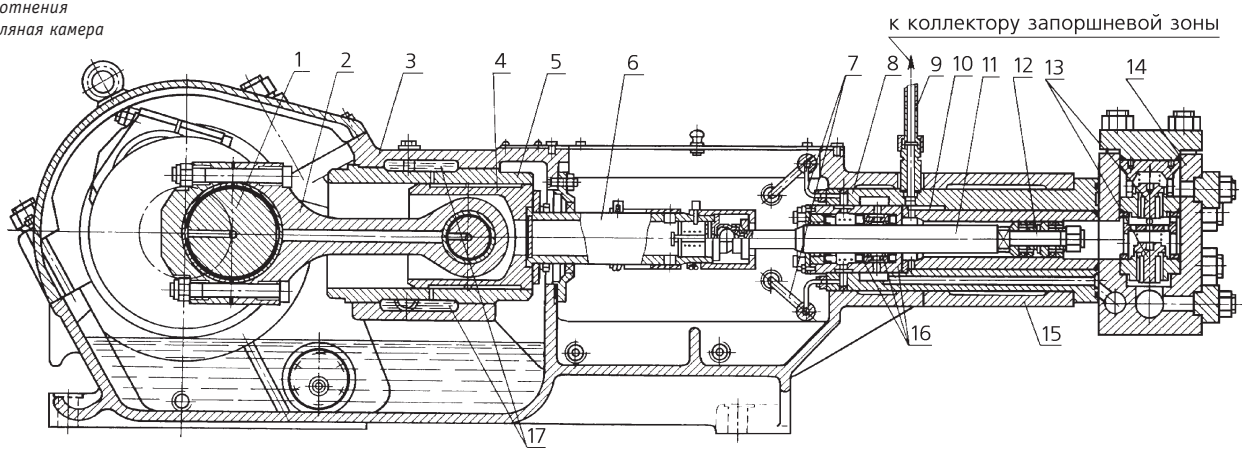
*1-коленчатый вал*
*2-шатун*
*3-корпус (станина)*
*4-ползун*
*5-направляющая*
*6-проставок*
*7-коллекторы гидрозатворной жидкости*
*8-корпус сальника*
*9-трубопороводзапоршневой зоны*
*10-гильза*
*11-шток*
*12-поршень*
*13-рабочие клапана*
*14-гидроблок*
*15-проставок*
*16-уплотнения*
*17-масляная камера*

Коленчатый вал коренными шейками базируется на двух шариковых подшипниках, расположенных в расточках боковых стенок станины. Шатун своей большой разъемной головкой шарнирно связан с коленчатым валом, а малой головкой через палец шарнирно связан с ползуном.

Гидравлическая часть состоит из гидроблока 14, рабочих клапанов 13, штоков с поршнями 12 и уплотнений 16.

Между корпусом привода и гидроблоком предусмотрен проставок 15 для размещения защитного экрана и отделения необслуживаемой гидравлической части насоса от других (обслуживаемых) частей насосного агрегата.

В расточках корпуса (станины) и проставка установлены корпуса сальников 8, в которых в свою очередь размещены гильзы 10 и обоймы уплотнений.



Для подвода и отвода гидрозатворной жидкости (конденсата) предусмотрены коллекторы 7.

Для поддержания в запоршневой зоне требуемого давления жидкости, необходимого для смазки элементов уплотнения штоков и поршней, грундбукс и насадок предусмотрен коллектор запоршневой зоны с предохранительным клапаном и трубопроводом 9.

При появлении утечек через поршни давление в коллекторе запоршневой зоне должно составлять не менее 1,5 кгс/см$^2$. Максимально - допустимое давление в коллекторе запоршневой зоны - 2,5 кгс/см$^2$. Утечки перекачиваемой жидкости отводятся в спецканализацию.

Маслосистема состоит из маслопровода с фильтром, установленного в нижней части корпуса привода, шестеренного насоса и напорного маслопровода, по которому масло под давлением подводится к масляной камере 17 для смазки ползунов.

Подвод масла под давлением от шестеренного насоса к другим трущимся парам осуществляется по сверлениям в коленчатом валу и шатунам. Шестеренный насос, укрепленный на торцовой крышке корпуса привода со стороны глухого конца коленчатого вала, приводится во вращение от этого вала. Производительность шестеренного насоса при номинальной частоте вращения коленчатого вала составляет 8,5 л/мин. Перепускной клапан шестеренного маслонасоса срабатывает при давлении в нагнетательной полости свыше 5 кгс/см$^2$.

*Технические характеристики насоса аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Марка насоса | ПТ 160/6-С |
| Подача, м$^3$/час | 6,3 |
| Ном. давление на выходе из насоса, кгс/см$^2$ | 160 |
| Номинальная частота двойных ходов, ход/мин | 150 |
| Номинальная мощность насоса, кВт | 37,3 |
| Утечки среды через сальники, не более, см$^3$/ч | 3000 |
| Рабочая температура воды, $^0$С | от 30 до 104 |
| Объем масла в камере станины, л | 35 |
| Объем масла в камере ползунов, л | 13,5 |
| Допустимая температура масла, $^0$С | 65 |
| Допустимое давление в системе смазки, кгс/см$^2$ | 0,2 - 5 |
| Применяемое масло | И-40А |
| Мощность эл.двигателя, кВт | 55 |
| Частота вращения эл.двигателя, об/мин | 1470 |
| Длина хода поршня, мм | 125 |
| Диаметр поршня, мм | 50 |
| Масса насоса, кг | 1250 |

## Бак аварийного запаса борной кислоты TQ14(24,34)B01

Баки TQ14(24,34)B01, расположенные в помещениях обстройки РО А-123/$_{1,2,3}$ соответственно, предназначены для хранения аварийного запаса раствора борной кислоты концентрацией 40 гр/л и представляют из себя цилиндрические емкости из нержавеющей стали.

*Техническая характеристика баков TQ14-34B01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Объем бака геометрический/рабочий, м$^3$ | 17/15 |
| Объемно-высотное отношение, м$^3$ на 1 см уровня | 0,055 |
| Давление - разряжение, мм. вод. ст. | 30 |
| Концентрация борной кислоты, гр/кг | 40 |
| Концентрация хлорид-ионов, не более, мг/кг | 0,15 |
| Значение Ph, не менее | 3,8 |

## Дроссельные шайбы TQ14,24,34E01

Дроссельные шайбы TQ14,24,34E01, расположенные на трубопроводах отвода возможных протечек через обратные клапана из полости между быстродействующими вентилями в систему оргпротечек, служат для защиты системы оргпротечек (в первую очередь ТОПа TY10W01)от недопустимого увеличения давления в случае сильного пропуска.

Дроссельные шайбы TQ14,24,34E01 рассчитаны на рабочее давление 160 кгс/см$^2$, перепад на шайбе - 159 кгс/см$^2$, расчетный расход - 0,29 м$^3$/час.

## Дроссельные шайбы TQ14,24,34E02

Дроссельные шайбы TQ14,24,34E01, расположенные на трубопроводах рециркуля

ции от TQ14,24,34D01 в баки TQ14,24,34B01, служат для оптимизации гидравлического сопротивления трубопроводов рециркуляции.

Дроссельные шайбы TQ14,24,34E01 рассчитаны на рабочее давление 160 кгс/см$^2$, перепад на шайбе - 100 кгс/см$^2$, расчетный расход - 6 м$^3$/час.

# Работа группы аварийного впрыска бора высокого давления

При работе э/блока группа аварийного впрыска бора высокого давления TQ14-34 должна находится в дежурстве, т.е состоянии полной готовности к выполнению своих функций в случае возникновения аварии. При этом все оборудование (насосы, арматура, трубопроводы) находятся в исправном состоянии, электрические схемы собраны, в рабочем состоянии находится система КИП и сигнализации. Баки TQ14,24,34B01 должны быть заполнены необходимыми растворами РБК до номинального уровня.

Как уже было указано, для защиты плунжерных насосов TQ14(24,34)D01 от работы в безрасходном режиме они имеют линии рециркуляции на бак с арматурой TQ14,24,34S03,04. Причем согласно алгоритмов ТЗиБ на отключенных насосах TQ14,24,34D01 арматура TQ14,24,34S03,04 автоматически открывается (блокировки TQS65,73,81 для 1,2,3 СБ соответственно).

Действия оперативного персонала по обслуживанию каналов аварийного впрыска бора высокого давления TQ14-34, находящихся в дежурстве, заключаются в их регулярном внешнем осмотре, отслеживании контролируемых параметров с БЩУ и регламентной проверке работоспособности в соответствии с утвержденным графиком.

Согласно “Регламента безопасной эксплуатации....” существует следующее требование по расходной эффективности каналов аварийного впрыска бора высокого давления TQ14-34:

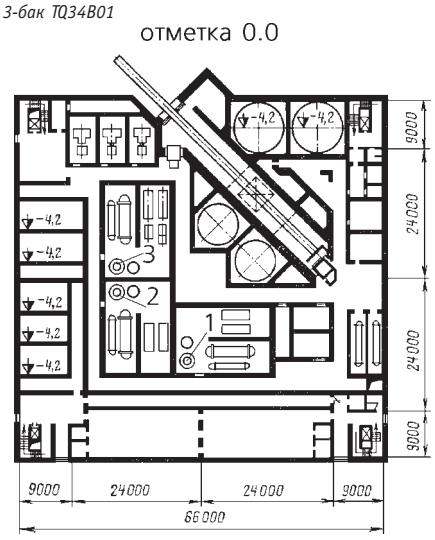
- расход TQ14(24,34)D01 при $P_{1К}$ 160 кгс/см$^2$ должен быть не менее 6,3 м$^3$/час.

В соответствии с “Перечнем ядерно-опасных работ на реакторных установках Балаковской АЭС” 1.10ПР-0ЯБ, работы по выводу (вводу) в ремонт (из ремонта) каналов TQ14,24,34, их испытания с подачей борного раствора в реактор, заполнение или дозаполнение баков аварийного запаса РБК TQ14-34B01, переключения, связанные с возможностью нарушения готовности к работе систем безопасности, или связанные с возможностью “переопрессовки” (повышения давления более 35 кгс/см$^2$) корпуса реактора в “холодном” состоянии при температуре металла корпуса ниже критической температуры хрупкости в каналах TQ14,24,34 являются ядерно-опасными.

При давлении в 1 контуре ниже 35 кгс/см$^2$ и средней температуре теплоносителя 1 контура ниже критической температуры хрупкости металла корпуса реактора или при работе активной части СА03 в режиме планового расхолаживания первого контура должны быть закрыты TQ14,24,34S07,08 и разобраны их электросхемы.

*План РО на отметке 0.0*

*1-бак TQ14B01*
*2-бак TQ24B01*
*3-бак TQ34B01*




Перед выводом реактора на МКУ должны быть работоспособны все три канала аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34. При работе реакторной установки на мощности допускается вывод в ремонт одного канала на срок не более трех суток с момента появления дефекта по согласованной заявке и письменному разрешению ГИС при условии подтверждения работоспособности двух других каналов. При неисправности двух и более каналов РУ должна быть переведена в “холодное” состояние.

При возникновении аварийной ситуации включение насосов подсистемы аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34D01 автоматически происходит по следующему сигналу:

- обесточению, т.е. снижению напряжения менее 0,25 $U_{ном}$ на II ступени ПСП.

При срабатывании этой защит вместе с включением насоса TQ14(24,34)D01 и открывается напорная арматура TQ14(24,34)S07. Имеющаяся на блоках 1-3 вторая арматура TQ14(24,34)S08 на напорной линии от насосов в первый контур согласно алгоритмов ТЗиБ всегда открыта (блокировки TQS61,69,77 для 1,2,3 СБ соответственно).

Гидравлическое сопротивление трубопровода рециркуляции с учетом установленной на нем дроссельной шайбы TQ14,24,34E02 меньше, чем номинальное давление в первом контуре. Поэтому для подачи воды в 1 контур при рабочем давлении опера

тор должен при открытой задвижке на напоре дистанционно закрыть арматуру на рециркуляции. Автоматического закрытия арматуры TQ14,24,34S03,04 на линиях рециркуляции по проекту не предусмотрено.

При работе защиты от обесточивания налагается запрет на дистанционное отключение насоса аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34D01; запрет автоматически снимается при достижении любого из следующих параметров:

- давление в 1 контуре менее 18 кгс/см$^2$;
- уровень в баке аварийного запаса РБК TQ14,24,34B01 менее 25 см.

Запреты, как правило, реализованы по схеме 2 из 3-х. Кроме автоматического управления предусмотрено индивидуальное управление насосами и арматурой непосредственно с БЩУ и РЩУ по схеме, исключающей ложные срабатывания при пожарах, через блоки БПУ в шкафах связи.

При работе насосов аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34D01 во время нормальных условий эксплуатации блока запрещается:

- работа насосного агрегата TQ14,24,34D01 при появлении протечек перекачиваемой и гидрозатворной жидкости, а также масла в местах неподвижных уплотнений гидравлической и приводной частей;
- работа насосного агрегата TQ14,24,34D01 при повышении температуры масла в картере приводной части станины более 65 $^0$C и в редукторе более 65 $^0$C;
- работа насосного агрегата TQ14,24,34D01 при появлении протечки масла из картере станины по проставке через подвижное уплотнение более 0,2 см$^3$/мин;
- работа насосного агрегата TQ14,24,34D01 при давлении масла менее 0,2 кгс/см$^2$ и более 5 кгс/см$^2$, при пуске допускается повышение давления до 5,5 кгс/см$^2$ (из-за холодного масла);
- повышение температуры подшипников двигателя более 80 $^0$C.

При срабатывании разрывных защит 1 и 2 контуров автоматического включения насосов TQ14,24,34D01 не предусмотрено, они должны быть включены оператором дистанционно с БЩУ (РЩУ).

В ходе пуско-наладочных испытаний на блоке N$^0$1 было выявлено,что запаздывание поступления воды в реактор с момента включения насосов аварийного впрыска бора высокого давления TQ14,24,34D01 удовлетворяет требованию проекта и равно для насосов:

- для TQ14D01 - 1 минуту 27 секунд;
- для TQ24D01 - 1 минуту 30 секунд;
- для TQ34D01 - 1 минуту 30 секунд.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации групп аварийного впрыска бора TQ14-34

## Событие, происшедшее 24 января 1995 года на Запорожской АЭС

24.01.95 года блок №2 Запорожской АЭС работал на мощности 940 мВт (эл), 1-3 каналы систем безопасности (СБ) в режиме ожидания. После регламентного опробования ступенчатого пуска механизмов 3 СБ от защит САОЗ и обесточивания оборудование третьего канала СБ в 13:55 переведено в режим ожидания.

При обходе оборудования в 17:10 ОРО обнаружено парение в месте ввода линии рециркуляции в бак TQ34B01. Парение устранено после перезакрытия напорной арматуры TQ34S07, при этом в течение около 1 часа зафиксирован всплеск газовой активности в помещениях А-329/$_3$ и А-327/$_3$ до 20·10$^{-9}$Ки/л.

При осмотре системы TQ34 обнаружено: TQ34S07 - среду держит, TQ34S17 и трубопровод отвода протечек - проходимы; имеется неплотность обратных клапанов TQ34S09,10,11,16. При последующем химическом контроле воды в баке TQ34B01 зафиксирована концентрация РБК 38,4 гр/кг (допустимые значения 39,5-41,5 гр/кг), причем после перемешивания раствора в баке TQ34B01 концентрация РБК уменьшилась до 34,7 гр/кг.

По распоряжению НСБ после проверки работоспособности оставшихся в дежурстве каналов TQ14,24 персонал приступил к доведению концентрации РБК в баке TQ34B01 до регламентного значения. В 21:30 канал TQ34 введен в резерв с концентрацией РБК в баке TQ34B01 40,3 гр/кг.

Непосредственная причина отклонения концентрации борной кислоты в баке TQ34B01: неплотность напорной арматуры TQ34S07 и обратных клапанов TQ34S09,10,11,16, что привело к разбавлению борированного раствора в баке TQ34B01 теплоносителем первого контура (обратным током) со значительно меньшей концентрацией борной кислоты.

# Система аварийного паро-газоудаления YR

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые смогут:

- Сформулировать назначение системы аварийного газоудаления YR.
- Указать, что заставило проектировщиков РУ включить систему аварийного газоудаления в состав первого контура АЭС с ВВЭР-1000.
- Объяснить опасность образования парогазового пузыря под крышкой реактора и в коллекторах ПГ по 1 контуру.
- Нарисовать упрощеннную технологическую схему системы аварийного газоудаления YR.
- Указать эксплуатационное положение арматуры системы аварийного газоудаления при работе блока на мощности.
- Показать по технологической схеме возможные варианты использования системы аварийного газоудаления YR.

## Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы аварийного газоудаления YR

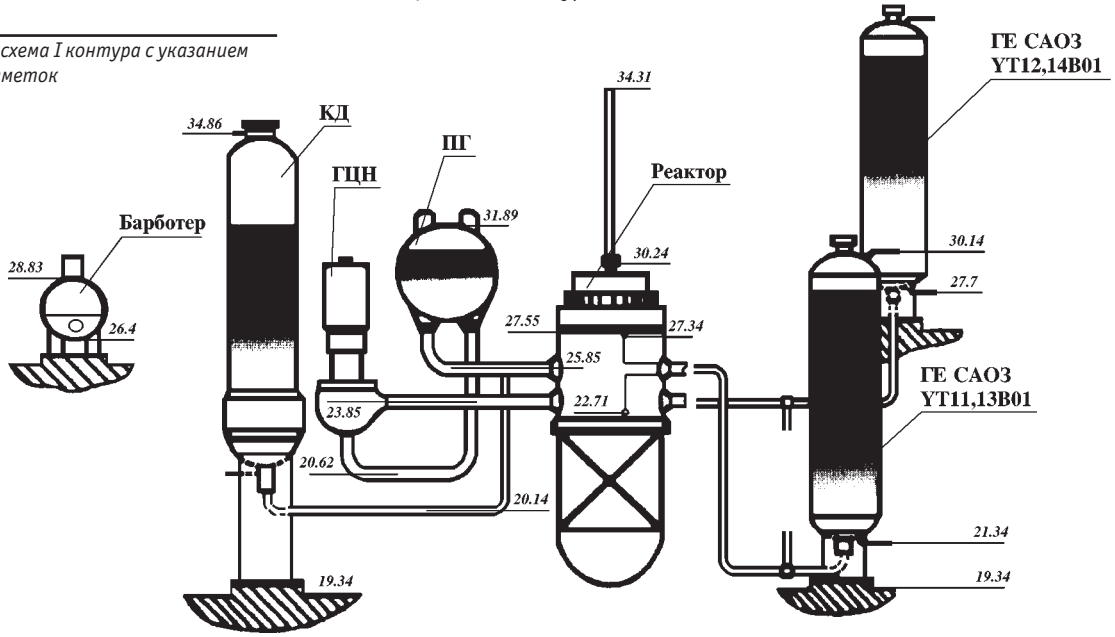
# Теоретические аспекты необходимости системы аварийного газоудаления YR

При эксплуатации АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки. Один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки - это ограничение последствий возможных аварий.

Компоновка оборудования 1 контура и расположение его по отметкам позволяют осуществлять расхолаживание реактора в режиме естественной циркуляции в режимах нарушения нормальной эксплуатации с отключением всех ГЦН. Проектом РУ с ВВЭР-1000 предусмотрено использование ЕЦ теплоносителя 1 контура для охлаждения активной зоны остановленного реактора в режимах с отключением всех ГЦН.

Известно, что естественная циркуляция жидкости в сосуде или системе сосудов и труб происходит при подводе тепла к жидкости в нижней части системы и отводе тепла от нее в верхней части. На рисунке представлена схема расположения основных элементов первого контура. Источник тепла (активная зона реактора) расположен на 9 метров ниже охладителей (парогенераторов), все указанные элементы соединены трубопроводами большого диаметра. Этим созданы конструктивные условия для ЕЦ воды в 1 контуре.

*Гидравлическая схема I контура с указанием повысотных отметок*




Естественная циркуляция может использоваться для отвода остаточного тепловыделения активной зоны после останова реактора, возможность чего подтверждается расчетным анализом и опытными проверками на блоках с реакторами ВВЭР-1000. Мощность, которая может быть отведена от активной зоны естественной циркуляцией теплоносителя по четырем петлям при номинальных давлениях первого и второго контурах, на основе данных расчетного анализа и результатов испытаний на головных блоках с реакторами ВВЭР-1000 составляет 10% от номинальной, что существенно выше вероятной величины остаточных тепловыделений. При указанной мощности теплоноситель на выходе из максимально нагруженных кассет активной зоны имеет недогрев до температуры насыщения не менее 15 градусов С.

В режимах с обесточиванием ГЦН происходит плавных переход с принудительной циркуляции теплоносителя в 1 контуре на естественную за счет выбега ГЦН. Длительный выбег ГЦН-195М достигнут за счет искусственного увеличения момента инерции ротора агрегата установкой в электродвигателе массивного маховика (постоянная выбега у ГЦН-195М с механическим торцевым уплотнением вала равна 30 секунд, после этого его подача снижается всего в 2,7 раза). В соответствии с классификацией по категориям безопасности ГЦН относится к устройствам нормальной эксплуатации. При этом система ГЦН несет дополнительную функцию, как система, обеспечивающая циркуляцию теплоносителя при выбеге при различных авариях с обесточиванием, что позволяет осуществлять плавный выход на режим естественной циркуляции.

В практике эксплуатации ВВЭР-1000 естественная циркуляция в 1 контуре используется при мощности остаточных энерговыделений от 2% (через 2 часа после остано

ва) до 0,2% (через месяц после останова). При этом подогрев теплоносителя в реакторе составляет 12 градусов и 1,8 градуса соответственно. Движущий напор ЕЦ зависит от подогрева и составляет в указанных случаях 9 см вод. столба и 1 см вод. столба соответственно.

Очень опасны аварии с течами теплоносителя первого контура, вызываемые повреждением оборудования и трубопроводов. При таких авариях из-за снижения давления теплоносителя 1 контура до давления насыщения происходит процесс интенсивного парообразования.

Начальная утечка из 1 контура менее 50 м$^3$/час не вызывает автоматического отключения ГЦН. Останов и расхолаживание РУ производится при работе ГЦН.

Утечка более 50 м$^3$/час, но менее 300 м$^3$/час вызывает понижение уровня в КД до 2 метров, возможно даже временное его опорожнение. Происходит останов реактора и отключение ГЦН, запуск насосов САОЗ. Расход в течь уносит меньше тепловой энергии, чем мощность остаточных энерговыделений. Для их отвода и расхолаживания РУ нужно использовать 2 контур и ЕЦ.

Утечка более 300 м$^3$/час вызывает быстрое опорожнение КД. Происходит останов реактора и отключение ГЦН, запуск насосов САОЗ, слив гидроемкостей САОЗ в первый контур. Происходит кипение теплоносителя в реакторе. В этой ситуации дальнейший тепломассообмен в 1 контуре зависит от места разуплотнения.

При этом неплотность в верхней части 1 контура (горячие нитки ГЦТ и выше) обеспечивает естественный выход всего образующегося пара, который уносит всю мощность энерговыделений. Если разрыв произошел на участке от ГЦН до “холодных” патрубков реактора, то из него вытекает вода без подогрева в реакторе.

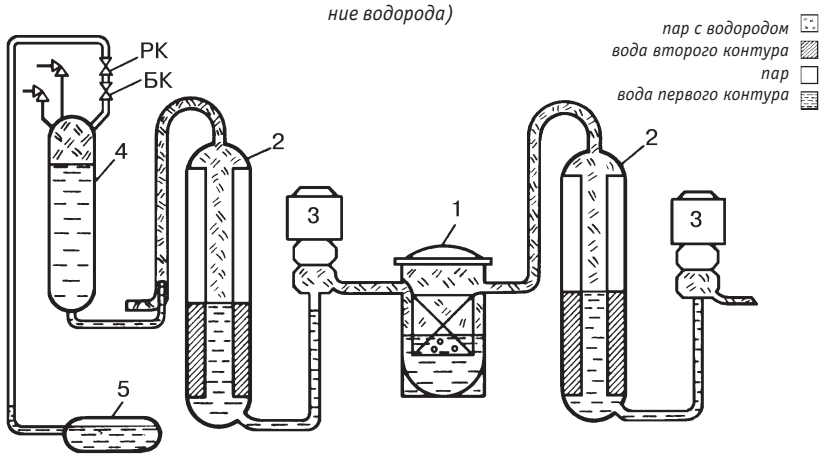
Поскольку под крышкой реактора при нормальной эксплуатации находится горячий объем теплоносителя с относительно слабой циркуляцией, то эта область сильно подвержена вскипанию при снижении давления теплоносителя 1 контура до давления насыщения.

При этом возникает проблема охлаждения активной зоны реактора, так как пар, собирающийся в верхней части корпуса реактора и “горячих” нитках петель 1 контура, препятствует естественной циркуляции теплоносителя через активную зону и создает условия для ее оголения.

Именно такая проблема привела к тяжелой аварии на блоке N2 АЭС “Three Mile Island” (США). 29 марта 1979 года произошло отключение турбины энергоблока 2. При этом не началась подача питательной воды в ПГ от резервных насосов, т.к. после ремонта на их напорные задвижки не было подано напряжение. Рост температуры и давления в РУ привел к аварийному останову реактора и срабатыванию предохранительного клапана на компенсаторе давления. Этот клапан не закрылся при последующем понижении давления и стал причиной потери теплоносителя из 1 контура. Операторы не разобрались в ситуации.

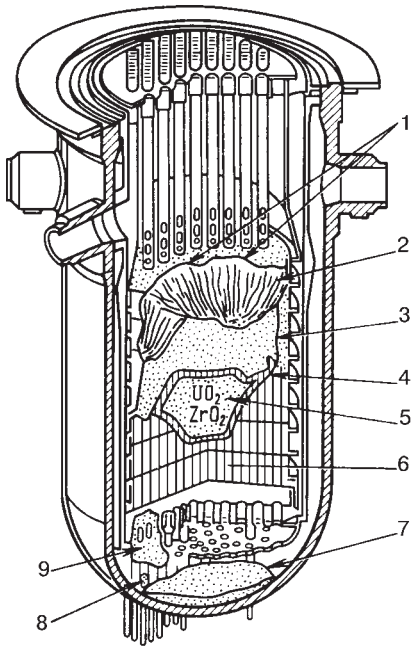
Через 1 час 40 минут нарушилась работа ГЦН из-за потери 30% воды из 1 контура. Далее произошла сепарация пара и воды в 1 контуре, поэтому естественная циркуляция возникнуть не могла, мощность остаточных тепловыделений в твэлах составляла 1% от номинальной мощности. За последующие 30 минут происходило кипений воды в активной зоне, всплытие паровых пузырей под крышку реактора и понижение уровня воды до середины активной зоны.

*Состояние РУ ТМА через 2,8 часа после возникновения аварийной ситуации (осушение, разогрев АЗ, образование водорода)*




*Состояние поврежденной активной зоны АЭС ТМА*

*1 - повреждения верхней плиты*
*2 - каверна в верхней части АЗ*
*3 - верхний слой частично сплавленных фрагментов ТВС из частиц размером более 1 мм*
*4 - корка металл-топливо толщиной 10-155 мм*
*5 - расплавленный материал*
*6 - неповрежденные ТВС*
*7 - слой фрагментов $UO_2$ - $Z_rO_2$*
*8 - поврежденные гильзы ВРК*
*9 - застывшая часть расплава*



Произошел разогрев обнажившейся части зоны до 900 градусов С. Затем началось быстрое окисление оболочек твэлов и дополнительный разогрев до температуры плавления. Расплавленная смесь стала стекать вниз и затвердевать на поверхности теплоносителя. Через 174 минуты от начала аварии операторы осознали суть происходящего и включили один ГЦН, который проработал 10 секунд и отключился, но он подал 30 кубометров воды и залил активную зону. Далее операторы действовали правильно и не допустили дальнейшего развития аварии.

В соответствии же с требованиями ОПБ-88 в проектах РУ должны иметься средства, направленные на предотвращение проектных аварий и ограничение их последствий.

Именно поэтому на ВВЭР-1000 с РУ В-320 имеется система аварийного газоудаления YR, предназначенная для сброса парогазовых пузырей из верхних отметок оборудования РУ.

Первоначально в составе проекта ВВЭР-1000 система аварийного газоудаления YR отсутствовала. Фактически введение системы YR в состав I контура было осуществлено как реакция проектировщиков оборудования РУ на аварию на АЭС "Three Mile Island", приведшей, как уже указано выше, к тяжелым повреждениям (расплавлению) активной зоны.

По причине того, что на блоках 1 и 2 Балаковской АЭС система YR выполнялась как дополнение к техпроекту, то на БЩУ указанных блоков ключи управления арматурой аварийного газоудаления монтировались "по месту" на свободном участке несистемной панели БЩУ HY04. На блоках 3 и 4 система YR была внесена в проект и на БЩУ этих блоков ключи управления арматурой монтировались на соответствующих им по электропитанию панелях систем безопасности БЩУ:

- арматура YR01S01, YR11S01, YR22S01, YR41S01, YR60S02, YR53S01, YR61S01 расположена на панели 1 СБ HY20;
- арматура YR02S01, YR12S01, YR31S01, YR42S01, YR52S01, YR62S01 расположена на панели 2 СБ HY22;
- арматура YR03S01, YR21S01, YR32S01, YR60S01, YR51S01, YR63S01 расположена на панели 3 СБ HY24.

Система YR предназначена для удаления газовой смеси из 1 контура (верхних точек реактора, КД, коллекторов ПГ по 1 контуру) в аварийной ситуации, связанной с вскипанием теплоносителя первого контура, оголением активной зоны, возникновением пароциркониевой реакции и образованием парогазовых пузырей в верхних точках оборудования РУ.

Действие системы направлено на:

- предотвращение срыва естественной циркуляции теплоносителя через активную зону реактора в аварийных режимах РУ типа некомпенсируемых работой подпиточных агрегатов течей 1 контура, непосадки основного предохранительного клапана компенсатора давления (КД);
- снижения давления 1 контура до уровня, обеспечивающего работу насосов аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01 на 1 контур в аварийных режимах РУ типа резкого увеличения отбора тепла от 1 контура;
- поддержание пределов и условий безопасной эксплуатации оборудования РУ в режимах естественной циркуляции теплоносителя I контура.

Допускается использование системы для режимов:

обеспечения расхолаживания крышки реактора, верхних частей коллекторов ПГ, газоудаления из 1 контура и из-под крышки реактора при останове РУ.

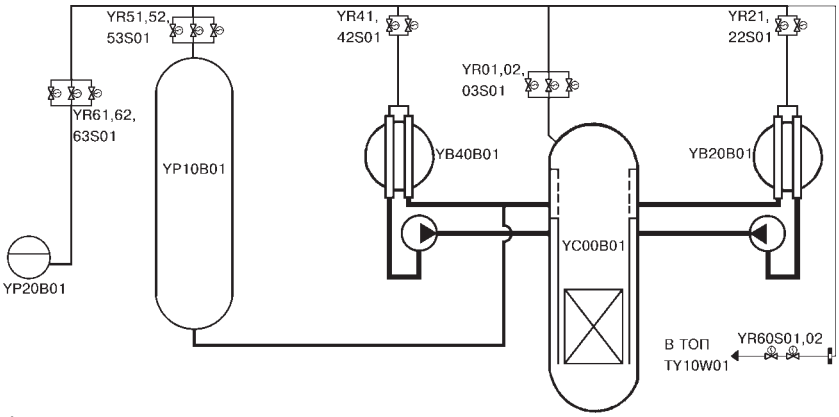
Управление системой YR и ее компонентами осуществляется оператором дистанционно с блочного или резервного щитов управления (БЩУ или РЩУ). Система по питанию и управлению выполнена трехканальной.

В соответствии с приложением 2, п.1.3.7. "Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электрических установок ПНАЭ Г-7.-008-89" оборудование системы принадлежит к группе С (3 класс безопасности) и относится к защитным системам безопасности. I категория по сейсмостойкости.

## Общее устройство системы аварийного газоудаления YR

Система YR представляет собой комплекс электроприводной запорной арматуры с соединительными трубопроводами, расположенными между основным оборудова

нием I контура (реактором, парогенераторами, КД) с одной стороны и барботажным баком YP20B01 - с другой.




*Упрощенная схема системы газоудаления YR (трубопроводы сброса с ПГ-1 YR11, 12S01 и ПГ-3 YR31, 32S01 условно не показаны)*

Функционально систему можно разделить на отдельные узлы, отсекающие каждый свою единицу оборудования. При этом узел сброса парогазовой смеси на барботажный бак является общим для реактора, КД и ПГ. Между общим и индивидуальными узлами имеется узел отвода возможных протечек I контура через отсечную арматуру индивидуальных узлов в систему сбора организованных протечек TY.

Для надежности работы узлы сброса парогазовой смеси из каждого ПГ выполнены двумя параллельными арматурами, узлы реактора и КД - тремя параллельными арматурами каждый. Общий узел сброса на ББ также выполнен тремя параллельными арматурами. Узел отвода протечек для возможности надежного отключения системы YR от системы оргпротечек выполнен с двумя последовательно расположенными запорными вентилями.

Система YR физически связана со следующими системами:

- Через арматуру YR01,02,03S01 - с реактором.
- Через арматуру YR51,52,53S01 - с КД.
- Через арматуру YR11,12S01 - с ПГ-1;
- Через арматуру YR21,22S01 - с ПГ-2;
- Через арматуру YR31,32S01 - с ПГ-3;
- Через арматуру YR41,42S01 - с ПГ-4.
- Через арматуру YR61,62,63S01 - с ББ.
- Через арматуру YR60S01,02 с дроссельной шайбой YR60E01 - с системой организованных протечек TY.

В соответствии с проектом основные направления движения теплоносителя или парогазовой смеси следующие:

- от реактора (КД, ПГ) на ББ;
- от реактора на КД (ПГ)
- или в комбинациях этих элементов без сброса на ББ.

Более подробно описание потоков будет рассмотрено в разделе “Эксплуатация системы аварийного газоудаления YR” данного пособия.

Время открытия (закрытия) вентилей системы не должна превышать 60 сек. Для защиты системы оргпротечек (особенно теплообменника TY10W01, рассчитанного на давление 4 кгс/см$^2$) от возможного повышения давления в результате работы YR на линии отвода оргпротечек смонтирована дроссельная шайба YR60E01, рассчитанная на перепад давлений 159 кгс/см$^2$ и расход при расчетном перепаде давлений 0,4 м$^3$/час.

Арматура системы YR является запорной, может занимать положения “открыто” или “закрыто” и не предназначена для регулирования расхода в промежуточных положениях.

Трубопроводы системы аварийного газоудаления рассчитаны на рабочие параметры 180 кгс/см$^2$ и 350 $^0$C (параметры г/и 250 кгс/см$^2$ и 70 $^0$C) и имеют следующие диаметры:

- Трубопровод сброса парогазовой смеси из КД в ББ - 76х7 мм;
- Трубопровод сброса парогазовой смеси из реактора - 38х3,5 мм;
- Трубопровод сброса парогазовой смеси из коллекторов ПГ - 32х3,5 мм;
- Трубопровод авар. газоудаления до YR60S02 - 18х2,5 мм.

# Технические условия по системе аварийного газоудаления YR

В соответствии с проектными материалами система YR должна быть работоспособна в нормальных условиях эксплуатации, при нарушении нормальных условий эксплуатации и в аварийных ситуациях, и должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать скорость истечения парогазовой смеси 220 м/с в течение 10 часов;
- быстродействие арматуры - не более 60 сек;
- коэффициент гидравлического сопротивления из КД в ББ - не более 30;
- система должна управляться с БЩУ, РЩУ с контролем состояния арматуры в предаварийный и послеаварийный период;
- система может использоваться для удаления из I контура парогазовой смеси при вскипании теплоносителя в коллекторах ПГ и под крышкой реактора;
- в аварийной ситуации, связанной с оголением активной зоны и возникновении пароциркониевой реакции обеспечивать сдувку парогазовой смеси из-под крышки реактора или из коллекторов ПГ или из-под крышки реактора и коллекторов ПГ одновременно.

При превышении расхода сбрасываемого пара и газа приемной способности системы спецгазоочистки (60 м3/ч) допускается разрыв мембраны ББ и вывод парогазовой смеси под герметичную оболочку.

# Эксплуатация системы аварийного газоудаления YR

Специфика системы YR заключена в отсутствии собственных контрольно - измерительных приборов, ТЗ и Б. В распоряжении оператора имеются только ключи управления (КУ) всеми электроприводными запорными вентилями, расположенные на панелях систем безопасности (для блоков 1,2 - на панели Н.Э. HY04) в помещении БЩУ.

Каждый КУ снабжен контрольными лампами положения и состояния арматуры. На РЩУ КУ собраны на отдельной панели HR10. При нарушениях цепей управления арматурой на панелях каналов безопасности появляется сборные световые табло “Неисправность цепей управления в шкафах связи БЩУ, РЩУ”. При этом неисправный КУ блокируется. Восстановление управления от этого ключа производится в помещении системы безопасности дежурным персоналом ЦТАИ.

Подобный метод защиты цепей управления распространен на все оборудование систем безопасности и предотвращает несанкционированное воздействие на механизмы в таких случаях, как, например, пожар, механические разрушения панелей управления оборудованием.

При этом возможность управления механизмом сохраняется воздействием на КУ панелей РЩУ (БЩУ). Информация о системе YR на фрагментах РМОТ не представлена.

При нормальной эксплуатации на мощности система YR находится в режиме ожидания, чему соответствует следующее состояние арматуры:

- Схемы эл.питания, управления и сигнализации собраны;
- Закрыты YR01,02,03S01, YR11,12,21,31,32,41,42S01, YR51,52,53,61S01; YR62,63,S01 - отключающая арматура I контура и ББ;
- Открыты YR60S01,02 для отвода возможных протечек через неплотную отключающую арматуру в систему сбора организованных протечек TY.

Порядок эксплуатации системы в режиме ожидания состоит из контроля положения и состояния арматуры по имеющейся у оператора сигнализации на БЩУ - постоянно в течение смены, на РЩУ - периодически при плановых обходах.

Опробование арматуры системы YR производится в период останова блока на перегрузку топлива - перед пуском блока. При закрытии ее опробовании должны тщательно контролироваться легкость и быстрота хода, работа моментной муфты дожатия при закрытии (она обеспечивает плотность арматуры в затворе). Не в коем случае нельзя производить ручное обжатие арматуры, поскольку это может вызвать последующий отказ ее открытия.

В период эксплуатации при появлении или обнаружении факторов, могущих привести к изменению гидравлических характеристик линии сброса, должны быть проведены испытания по отдельной программе для подтверждения проходимости трубопроводов и арматуры.

Факторами, которые могут изменить коэффициент гидравлического сопротивления линии сброса, видимо следует считать работы, связанные с заменой или ремонтом арматуры, вызвавшими изменение проходного сечения, заменой участков трубопроводов.

В связи с тем, что в верхних частях реактора, ПГ при расхолаживании образуются застойные зоны, не позволяющие равномерно расхолаживать указанное оборудование, система YR может использоваться для интенсификации этого процесса организацией направленного движения относительно холодного теплоносителя через верхние части реактора, ПГ.

Для обеспечения расхолаживания крышки реакторов и коллекторов ПГ по I контуру необходимо:

- закрыть YR60S01,02;
- открыть YR11,12,21,22,31,32,41,42S01, YR01,02,03S01.

После окончания расхолаживания оборудования I контура, закрыть YR11,12,21,22,31,32,41,42S01; YR01,02,03S01, открыть YR60S01,02.

Во избежание неодновременного по уровням дренирования I контура (возможное "зависание" теплоносителя из-за вакуумирования), ПГ, реактора, КД с последующим его сбросом система YR совместно с системой технологических сдувок TP применяется для объединения элементов I контура в систему сообщающихся сосудов. Для этого необходимо:

- открыть YR11,12,21,22,31,32,41,42S01, YR01,02,03S01;
- закрыть YR60S01,02, YR61(62,63)S01;
- открыть YR51,52,53S01.

Система так же может быть использована при плановом расхолаживании первого контура в случае неработоспособности ГЦН для исключения "зависания" давления в 1 контуре из-за вскипания теплоносителя под крышкой реактора. В этом случае открывается арматура на трубопроводах, соединяющих коллектора ПГ и объем под крышкой реактора с КД.

Гидравлические испытания системы YR производятся совместно с гидроиспытаниями I контура на плотность и прочность.

Но все-таки основное назначение системы YR - работа в перечисленных выше аварийных режимах за счет сброса в ББ части теплоносителя I контура через арматуру YR61,62,63S01 и, следовательно, понижения давление в I контуре.

При этом создаются условия для обеспечения номинальной подачи в I к. борного раствора с концентрацией 40 г/кг от насосов аварийного ввода борной кислоты TQ13-33D01, что соответствует давлению в I к. 90-100 кгс/см2. Критерием выполнения функций системой является снижение давления в I контуре.

При возникновении пароциркониевой реакции критерием выполнения функций системой является открытие арматуры на линиях газоудаления от оборудования I контура и сброса парогазовой смеси в ББ.

Ввиду простоты системы YR, отсутствия КИПиА надежность системы представляется весьма высокой, что достигается надежностью примененных элементов.

Возможные дефекты:

- отказы арматуры вследствие потери управления, питания, некачественного обслуживания;
- дефекты в металле и сварных швах корпуса арматуры и соединительных трубопроводах с течами или без течей;
- неплотное закрытие арматуры от привода вследствие неправильной настройки конечных выключателей или моментной муфты, либо нарушений настройки вследствие вибрации;
- отказы в системе вследствие внешних воздействий.

Главным недостатком системы аварийного газоудаления можно считать недостаточный диаметр трубопроводов (Ду32) сброса парогазовой смеси из-под крышки реактора и ПГ, поскольку при компоновке системы YR были использованы линии штатных воздушников РУ. Пропускная способность воздушника реактора недостаточна для снятия остаточных энерговыделений А3 реактора некоторое время после его останова.

Также следует отметить не совсем удачную компоновку системы YR с наличием гидрозатворов и мест возможного скопления конденсата при пропуске арматуры, что может приводить к накоплению воды в трубопроводах системы и возникновению гидроудара при вводе ее в работу на сброс парогазовой смеси.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем аварийного газоудаления

### Событие, происшедшее 4 октября 1991 года на Балаковской АЭС

4 августа октября 1991 года блок N⁰ 1 Балаковской АЭС находился в состоянии холодного останова на проведение ремонта и перегрузки ядерного топлива, ППР-91. Системы безопасности находились в режиме ожидания. В 20:58 в ходе регламентного опробования выявлен отказ управления арматурой системы аварийного газоудаления 1YR60,63,12,60,41,32,53,22S01 и отказ сигнализации положения арматуры 1YR31S01.

Действия, предпринятые после нарушения, заключались в индивидуальном обследовании каждой арматуры аварийного газоудаления, имевшей замечания при опробовании. В акте отказов было зафиксировано, что результаты проверок позволили сделать следующие выводы:

- на арматуре 1YR53,41,32,60,12,22S01 дефектов не обнаружено, арматура прокручена без замечаний;
- на 1YR63S01 отказ произошел из-за тугого хода в редукторе привода указанной арматуры;
- на 1YR22S01 отказ произошел из-за неисправности ключа управления указанной арматуры (обрыв цепи управления в КУ);
- на 1YR31S01 при опробовании был отключен ключ разрешения индикации на панели HR03 РЩУ.

# Система аварийной питательной воды ТХ10,20,30

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы аварийной подпитки парогенераторов.
- Описать основные технические характеристики и устройство следующих компонентов системы аварийной подпитки парогенераторов ТХ10(20,30):
  - Насоса аварийной подпитки парогенераторов ТХ10(20,30)D01;
  - Бака аварийного запаса химобессоленной воды ТХ10(20,30)B01.
- Объяснить, каким образом аварийные питательные насосы ТХ10-30D01 включены в технологическую схему подачи аварийной питательной воды в парогенераторы.
- Объяснить, каким образом организован ввод и распределение аварийной питательной воды в парогенераторе.
- Нарисовать упрощенную технологическую схему системы аварийной подпитки парогенераторов.
- Назвать аварийные сигналы, по которым происходит автоматический ввод в работу системы аварийной подпитки парогенераторов.

## Описать назначение, общее устройство основные эксплуатационные режимы системы аварийной подпитки парогенераторов

# Назначение системы аварийной подпитки парогенераторов ТХ10-30

При эксплуатации АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки. Один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки - это ограничение последствий возможных аварий. В соответствии с требованиями ОПБ-88 в проектах РУ должны иметься средства, направленные на предотвращение проектных аварий и ограничение их последствий.

При нормальной работе блока АЭС на мощности тепловая энергия, вырабатываемая в реакторе, отводится через ПГ во 2 контур, где она срабатывается на турбогенераторе. После останова реактора мощность быстро снижается до долей процента, но за счет запаздывающих нейтронов, радиоактивного распада продуктов деления и аккумулирующей способности материалов активной зоны тепловыделение продолжается.

В случае с реактором ВВЭР-1000 в твэлах активной зоны при останове с полной мощности содержится около 50 млн кДж высокотемпературного тепла (что эквивалентно теплу, выделяющемуся при сгорании около 1000 кг бензина), 68% из которых сосредоточено в диоксидном топливе и около 32% в теплоносителе (на долю циркониевых оболочек приходится 0,5-0,6%). Однако даже после достаточно длительной выдержки ядерное топливо продолжает выделять остаточное тепло. В реакторах типа ВВЭР через 60 сек. после срабатывания аварийной защиты остаточное тепловыделение составляет около 5,7% от номинальной мощности, через 15 минут оно снижается до 3,2%, а через сутки - до 0,9%.

В процессе отвода тепла от активной зоны реактора важное значение имеет система питательной воды, осуществляющая подачу воды в парогенераторы. Поэтому возникновение отклонений в схеме подачи питательной воды в парогенераторы создает условия для нарушения нормального теплоотвода от 1 контура. При невозможности нормальной подпитки парогенераторов проектом предусмотрена подача питательной воды в ПГ от специальной системы, именуемой системой аварийной подпитки ПГ, которая тем самым создает условия для расхолаживания реакторной установки.

На приведенном здесь графике показано изменение основных параметров РУ при полном прекращении питательной воды в ПГ с учетом работы системы аварийной подпитки парогенераторов (по данным ТОБ РУ ОКБ “ГП”).

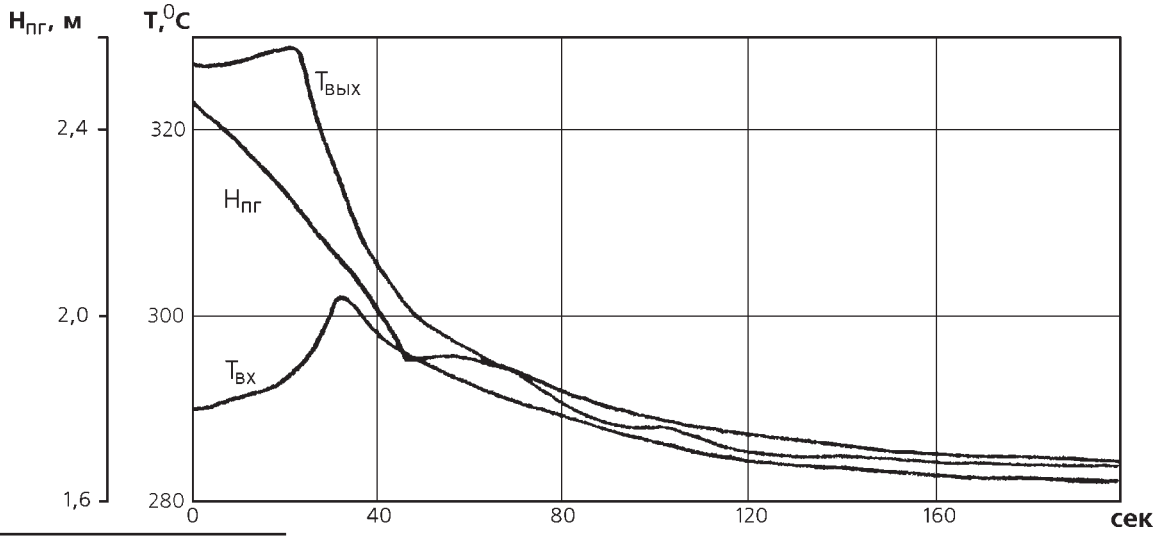



*График изменения основных параметров РУ при полном прекращении подачи питательной воды в ПГ с учетом работы АПЭН*

Согласно проекта оборудование системы аварийной подпитки ПГ отмаркировано латинскими буквами ТХ, первый канал системы аварийной подпитки обозначается как ТХ10, второй канал - ТХ20, третий канал -ТХ30.

Система аварийной подпитки ПГ (ТХ) предназначена для подачи обессоленной воды в парогенераторы в режимах обесточения энергоблока и других аварийных режимах на энергоблоке с реактором ВВЭР-1000, для обеспечения аварийного снятия остаточных тепловыделений и расхолаживания реакторной установки (РУ) в режиме обесточения энергоблока, а также при авариях и неисправностях системы питательной воды ПГ второго контура.

Система включается автоматически по импульсу от программы ступенчатого пуска или по понижению уровня в любом из ПГ при $T_{1К}$ выше 150 $^0$С. При обесточивании блока система осуществляет подачу воды в парогенераторы в течение 6-7 часов для отвода остаточных тепловыделений на первом этапе аварийного расхолаживания.

В основу проекта аварийной подачи питательной воды в парогенераторы ПГ (ТХ) положены следующие критерии и требования, предъявляемые к ней со стороны реакторной установки:

- обеспечить подачу воды не менее чем в два парогенератора;
- обеспечить подачу питательной воды в ПГ с момента аварии за промежуток времени не более 2 минут;
- обеспечить подачу питательной воды в ПГ 150 м$^3$/час при давлении в ПГ 64 кгс/см$^2$;
- создание необходимого запаса обессоленной воды исходя из условий обеспечения расхолаживания блока через БРУ-А до давления в первом контуре 15 кгс/см$^2$;
- она должна допускать возможность опробования (поканально) при работе блока на мощности и при этом не терять своих функциональных свойств;
- она должна иметь трехканальную структуру, т.е. соответствовать структуре остальных систем безопасности;
- должна иметься возможность вывода ее в ремонт в составе одного канала безопасности (на время не более 72 часов при работе РУ согласно требований Технологического регламента безопасной эксплуатации).

Критерием выполнения функций является обеспечение подачи питательной воды в ПГ, а также выполнение требования со стороны РУ - обеспечить подачу обессоленной воды в ПГ с расходом не менее:

- 150 м$^3$/час при давлении в ПГ 64 кгс/см$^2$;
- 125 м$^3$/час при давлении в ПГ 70 кгс/см$^2$;
- 80 м$^3$/час при давлении в ПГ 86 кгс/см$^2$.

В соответствии с требованиями единичного отказа и не обнаруженного отказа система аварийной подпитки парогенераторов выполнена из трех независимых каналов ТХ10,ТХ20 и ТХ30.

Подсистема аварийной подпитки парогенераторов ТХ10-30 является системой важной для безопасности и относится к защитным системам безопасности. Оборудование системы относится к 1 категории сейсмостойкости, удовлетворяет ОПБ и по своим функциям спроектирована по принципу защитного устройства. Пространственное разделение каналов с установкой стен и перекрытий, огнестойкостью не менее 1,5 часа, и наличие системы АУПТ кабельных помещений позволяет сохранять работоспособность системы при пожаре в одном из каналов. Все оборудование и трубопроводы выполнены по 1 категории сейсмостойкости и рассчитаны на МРЗ, что обеспечивает выполнение системой своих функций при МРЗ.

# Краткое описание системы аварийной подпитки парогенераторов

Система аварийной подпитки ПГ состоит из трех независимых каналов ТХ10,20,30 каждый из которых в отдельности обеспечивает расхолаживание энергоблока. Каждый канал системы включает в себя следующее технологическое оборудование:

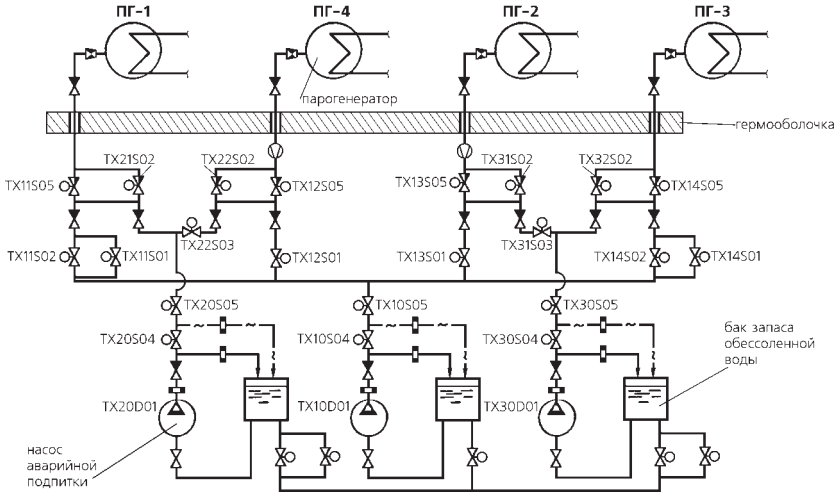
- бак запаса химобессоленной воды ТХ10(20,30)B01 емкостью 500 м$^3$;
- аварийный питательный электронасосный агрегат ТХ10(20,30)D01;
- трубопроводы, арматуру, дроссельные шайбы и КИП.

Каждый аварийный питательный насос подключен к своему баку запаса обессоленной воды. Для возможности работы насоса из смежных баков все три бака объединены между собой трубопроводами Ду300 с отсекающей электроприводной арматурой. Заполнение и подпитка баков ХОВ ТХ10(20,30)B01 производится через арматуру ТХ10(20,30)S01 из линии подачи ХОВ. Подшипники насосов ТХ10,20,30D01 и воздухоохладители их двигателей охлаждаются системой технического водоснабжения группы А (VF).

Два аварийных питательных насоса ТХ20D01 и ТХ30D01 включены в технологическую схему таким образом, что каждый из насосов снабжает водой по два парогенератора. Третий аварийный питательный насос ТХ10D01 подает воду ко всем четырем

парогенераторам, причем на подводе к двум парогенераторам задвижки TX12,13S01 нормально открыты (неотключенные парогенераторы ПГ2,4), а к двум другим TX11,14S01,02 нормально закрыты (отключенные парогенераторы ПГ1,3).

*Упрощенная технологическая схема аварийной питательной воды*




Такая схема подключения аварийных питательных насосов TX10,20,30D01 к парогенераторам реализована с учетом следующего:

- при течи трубопровода аварийной питательной воды “неотключенного парогенератора”, по импульсу падения уровня в этом ПГ и увеличению расхода питательной воды к нему, парогенератор отключается (закрывается задвижка и регулятор к нему) и открывается задвижка на подводе воды к отключенному парогенератору. Таким образом, при этом обеспечивается подача питательной воды не менее, чем к трем ПГ.
- в случае совпадения незапуска одного из аварийных питательных насосов, подключенных к двум парогенераторам, и упомянутой течи обеспечивается подача воды к двум парогенераторам.
- при течи напорного трубопровода аварийной питательной воды “отключенного парогенератора” и включении в работу всех аварийных питательных насосов подача воды от насоса, подключенного к текущему парогенератору, будет производиться в течь, от остальных двух насосов -в оставшиеся три ПГ. В аналогичной ситуации и невключении одного насоса из двух насосов, третий насос будет подавать воду в два парогенератора.

На напоре аварийных питательных насосов расположены дроссельные шайбы TX10(20,30)E03, предназначенные для ограничения расхода в рабочей зоне характеристики насоса TX10(20,30)D01 при недопустимых отклонениях подачи питательной воды в ПГ.

Как мы уже указали, принцип работы системы аварийной подпитки ПГ (TX) заключается в подаче химобессоленной воды из баков TX10,20,30B01 (которые по проекту не имеют подогрева) насосами TX10,20,30D01 в паровое пространство парогенераторов YB10-40W01:

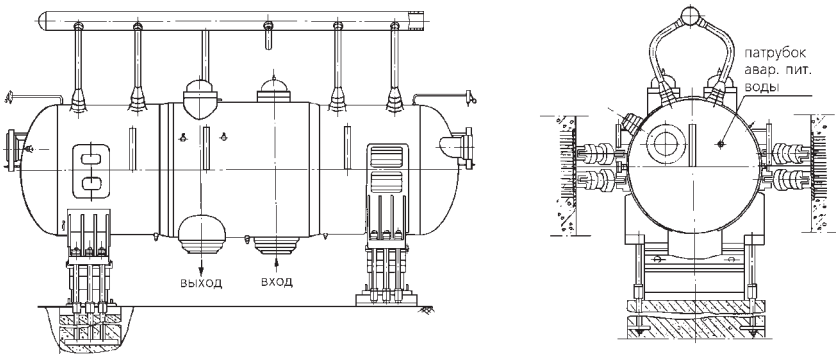
- насос TX10D01 подает ХОВ в ПГ - 1,2,3,4;
- насос TX20D01 подает ХОВ в ПГ - 1,4;
- насос TX30D01 подает ХОВ в ПГ - 2,3.

На каждом трубопроводе подачи питательной воды к парогенератору установлена задвижка, регулирующий и обратный клапаны.

Регулирующие клапаны TX11S05,TX21S02 перед ПГ2 и TX14S05,TX32S02 перед ПГ3 управляются регуляторами уровня воды в указанных парогенераторах. Регулирующие клапаны TX12S05,TX22S02 перед ПГ4 и TX13S05,TX31S02 перед ПГ2 управляются либо регуляторами уровня воды, либо регуляторами расхода воды в зависимости от уровня в ПГ и расхода на него.

Задвижки на трубопроводах подачи воды в ПГ4 - TX12S01 от насоса TX10D01 и TX22S03 от насоса TX20D01 - и в ПГ2 - TX13S01 от насоса TX10D01 и TX31S03 от насоса TX20D01 - предназначены для отключения ПГ2 и ПГ4 по аварийной питательной воде при наличии течи.

Ограничители течи TX11-14H01 перед ПГ предназначены для уменьшения расхода пара, вытекающего из ПГ при разрыве трубопровода между ограничителем и обратным клапаном TX11-14S06.

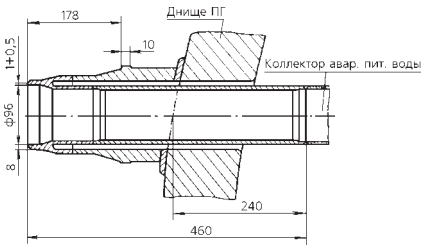



*Парогенератор ПГВ-1000М для ВВЭР-1000 с РУ В-320*

У парогенераторов ПГВ-1000М, применяющихся в ВВЭР-1000 с РУ В-320, в отличие от более ранней конструкции ПГВ-1000 предусмотрены специальные патрубки для подвода питательной воды от аварийных питательных насосов. Патрубок для подвода аварийной питательной воды Dy 100 расположен на эллиптическом днище симметрично люку Dy 500. Конструкция патрубка выполнена таким образом, что трубопровод подвода аварийной питательной воды непосредственно не соприкасается с корпусом ПГ. Это было сделано для уменьшения вероятности возникновения температурных напряжений, в том числе и переменных, в корпусе ПГ в месте прохода трубы.

Подвод аварийной питательной воды в парогенератор осуществляется через указанный выше специальный патрубок с проставышем Ду100 на эллиптической днище ПГ, к которому внутри ПГ присоединен раздающий коллектор Ду80, смонтированный над трубопроводом основной питательной воды Ду250. Коллектор аварийной питательной воды расположен по оси парогенератора несколько ниже жалюзийного сепаратора, на высоте 600 мм от погружного дырчатого листа. Вода подается через 38 перфорированных трубок Ду25 в паровую часть корпуса ПГ.

*Конструкция патрубка подвода аварийной питаательной воды у ПГВ-1000М*



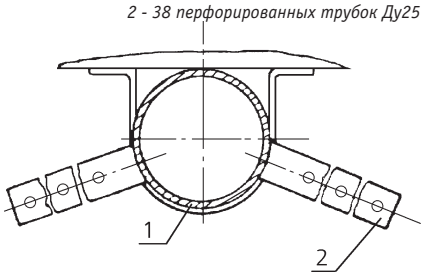

Выбор конструкционных материалов (основных и сварочных) оборудования, трубопроводов и арматуры системы аварийной подпитки парогенераторов выполнен исходя из следующих условий:

- требований нормативных документов - “Правила АЭС...” и ОП 1513-72;
- химический состав перекачиваемых сред по ОСТ 34-37-769-85;
- применение дезактивирующих растворов.

Исходя из этого, оборудование и арматура выполнены из стали 08Х18Н10Т, трубы также изготовлены из стали 08Х18Н10Т по ТУ 14-3-179-85.

*Коллектор раздачи аварийной питательной воды в парогенераторе ПГВ-1000М*

*1 - коллектор*
*2 - 38 перфорированных трубок Ду25*




Нужно помнить, что несмотря на принятые в конструкции ПГ меры, подача аварийной питательной воды с температурой ≈25 $^0$С в горячий ПГ с t ≈280 $^0$С может вызвать негативные воздействия типа “теплового удара”.

Поэтому технические ограничения на парогенераторы ПГ-1000М гласят, что общее количество циклов подачи воды от АПЭН не должно быть не более 70 раз за всю службу эксплуатации парогенераторов на энергоблоке АЭС с ВВЭР-1000.

После 5 циклов впрыска воды в ПГ от системы ТХ необходимо производить останов РУ и ревизию патрубка ввода аварийной питательной воды. В условиях нормальной эксплуатации следует избегать подпитки ПГ по линии аварийной питательной воды во избежание выработки его ресурса.

# Описание оборудования системы аварийной подачи питательной воды в ПГ

## Аварийные питательные насосы ТХ10(20,30)D01

В проекте унифицированного ВВЭР-1000 (В-320) для подачи аварийной питательной воды в парогенераторы применяются как электронасосные агрегаты типа ПЭА 150-85 Бердянского завода “Южгидромаш” так и насосы типа ЦН 150-90Г. Конструктивно оба типа насосов максимально унифицированы. В отличие от ПЭА 150-85 в насосе ЦН 150-90Г вместо сальников применены концевые уплотнения вала торце

*Расположение насосов ТХ10, 20, 30Д01 в здании РО*

вого типа. В данном пособие в качестве базовой мы будем рассматривать конструкцию насоса ПЭА 150-85, с указанием основных отличий для насоса ЦН 150-90Г.

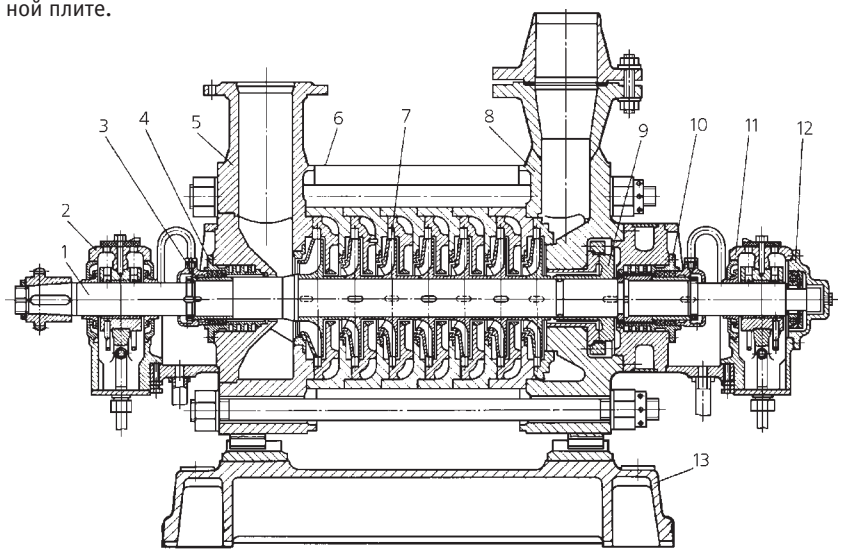
Насосы аварийной подпитки парогенераторов ТХ10,20,30D01 установлены в помещениях А-038/$_{1,2,3}$ обстройки РО соответственно и относятся к категории многоступенчатых центробежных насосов. Насосы размещены каждый в отдельном помещении, чтобы внутрисистемные аварии (например вызванные пожаром или падением каких-либо тяжелых предметов) одного из каналов не привели к отказу другого канала.

Аварийный питательный насос типа ПЭА 150-85 - центробежный, горизонтальный, однокорпусный, секционный, семиступенчатый, с гидравлической пятой, подшипниками скольжения с кольцевой смазкой, концевыми уплотнениями торцевого типа. Производительность насоса выбрана из условия обеспечения расхолаживания РУ в аварийных ситуациях.

Корпус насоса выполнен из хромистой стали и состоит из набора секций, входной и напорной крышек, которые центрируются между собой на заточках и стягиваются совместно восемью стяжными шпильками. Корпус устанавливается на фундаментной плите.

*Контрукция насоса типа ПЭА 150-85*

*1 - вал*
*2, 11 - подшипники скольжения*
*3 - защитная втулка вала*
*4, 10 - концевые уплотнения (сальник)*
*5 - входная крышка*
*6 - защитно-декоративный кожух*
*7 - рабочие колеса*
*8 - напорная крышка*
*9 - разгрузочный диск*
*12 - упор ротора*
*13 - чугунная фундаментная плита*




В каждой секции установлен направляющий аппарат для формирования потока среды. Фиксация направляющих аппаратов относительно корпуса осуществляется при помощи штифтов.

Ротор насоса включает в себя вал, рабочие колеса, защитные рубашки вала и разгрузочный диск. Между рабочим колесом последней ступени и разгрузочным диском предусмотрен линейный зазор для компенсации тепловых расширений деталей ротора. Вал насоса ступицами колес и втулками защищен от проникновения химобессоленной воды. Передача крутящего момента с вала на колеса производится с помощью соединительных шпонок. В опорах корпуса насоса закреплен вал посредством подшипников скольжения с баббитной заливкой, с масляной смазкой. Контроль температуры вкладышей подшипников осуществляется термометрами сопротивления.

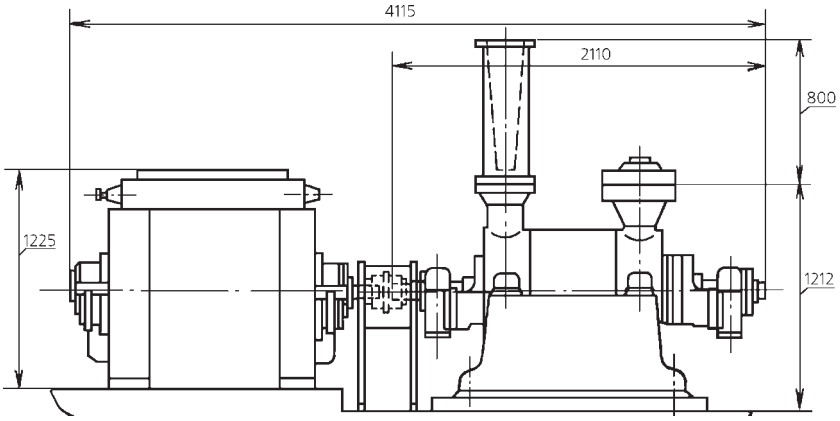
Для компенсации осевых усилий в полости насоса установлен разгрузочный диск на валу с напорной стороны насоса. Для ограничения перемещения ротора в сторону нагнетания на подшипнике смонтирован упор с указателем осевого сдвига. Осевые усилия ротора воспринимаются гидравлической пятой.

Концевые уплотнения сальникового типа с мягкой набивкой. В камеры уплотнений и буксы сальников для охлаждения подается техническая вода из системы технической воды ответственных потребителей VF.

В отличие от ПЭА 150-85 в насосе ЦН 150-90Г уплотнение концов вала производится торцевыми уплотнениями (в вариантных исполнениях - производства западногер

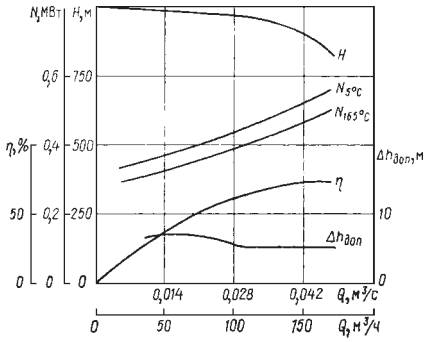
манской фирмы “Бургман”). Торцевое уплотнение крепится к предохранительным втулкам вала. Втулки запрессованы на концах вала. Отвод тепла, возникающего из - за трения поверхностей соприкосновения колец осуществляется циркуляцией химобессоленной воды, которая из камеры диска через камеру уплотнения на напорной стороне подается в крышку камеры уплотнения на стороне всасывания. Охлаждение производится посредством холодильника, через который подается техническая вода.

Насос смонтирован на чугунной плите и закрыт защитно-декоративным кожухом. Направление вращения вала по часовой стрелке, если смотреть со стороны привода. Для передачи усилия от электродвигателя к насосу предусмотрена зубчатая муфта. Муфта воспринимает перемещение вала и тепловое расширение. В коробку зубчатой муфты заливается масло Т-57 по ГОСТ 32-74 или индустриальное И-50А по ГОСТ 20799-75.




*Общий вид насосного агрегата типа ПЭА 150-85*

*Гидравлическая характеристика насоса ПЭА 150-85*




Электродвигатели насосов ТХ10,20,30D01 подключаются к секциям надежного питания. В аварийных ситуациях, связанных с обесточением и включением программы ступенчатого пуска, эти секции запитываются от работающих дизель - генераторов.

Насосный агрегат комплектуется обратным клапаном на напорном трубопроводе, дросселирующим устройством на линии рециркуляции и защитной сеткой на входе в насос.

Допускаемое число аварийных пусков насоса с изменением температуры воды от 20$^0$С до 170 $^0$С за 3 сек и остановкой насос при естественном остывании - не более 500 за весь срок службы насоса. Допускаемая скорость прогрева и охлаждения стенок корпуса при пуске насоса не более 10 $^0$С.

Насос не имеет собственных защит, требующих его автоматического отключения.

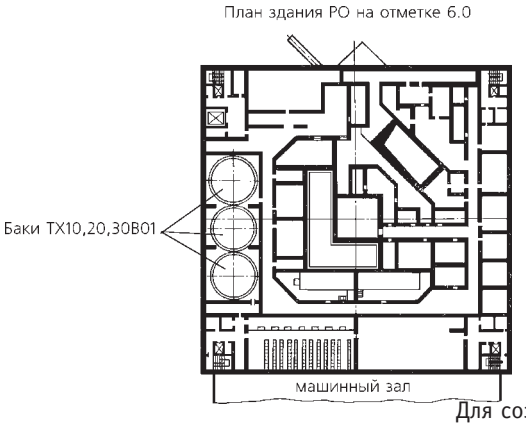
*Техническая характеристика насосов ТХ10-30D01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Тип насосов ТХ10-30D01 | ПЭА 150-85 |
| Производительность, м$^3$/час | 150 |
| Напор, метров вод. ст. | 910 |
| Температура перекачиваемой среды, $^0$С | 5-150 |
| Доп. кавитационный запас (на горячей воде), м | 11 |
| Расчетное давление всасывания, не более, кгс/см$^2$ | 10 |
| Номинальная частота вращения, об/мин | 2970 |
| Смазка подшипников | Т-22,Тп-22 |
| Мощность двигателя, кВт | 800 |
| Напряжение питания, кВ | 6/50 гц |
| Тип электродвигателя | 2АЗМ1-800/6000 |

Для поддержания оптимального температурного режима в помещениях А-038/1-3, где установлены насосы аварийной подпитки парогенераторов, проектом предусматривается в помещении АПН каждого канала по одной рециркуляционной вентустановке.

Каждая установка включает в себя вентиляционный агрегат UV05D01,02,03 и воздухоохладители, в которые подается техническая вода группы А от соответствующего канала системы техводы VF. Производительность системы UV05 определена из расчета, что при максимальной температуре технической воды 33 $^0$С температура воздуха в помещении не превысит 45 $^0$С, что допускается по технологическим требованиям.

Двигатели вентагрегатов UV05D01,02,03 включаются автоматически при включении насосов аварийной подпитки в аварийном режиме или режиме опробования оборудования. Температуры подшипников вентагрегатов вентсистемы UV05 не должны превышать 65 $^0$С.




*Расположение баков ТХ10, 20, 30В01 в здании РО*

## Бак аварийного запаса обессоленной воды ТХ10(20,30)В01

Бак ТХ10(20,30)В01 предназначен для хранения аварийного запаса химобессоленной воды. Представляет из себя сварную цилиндрическую емкость, изготовленную из стали марки Ст3, изнутри покрытую шпатлевкой типа ЭП-00-01. Объем каждого бака - 500 м$^3$. Объем бака выбран таким, чтобы хранящегося в нем запаса воды было достаточно для расхолаживания энергоблока через БРУ-А до давления в 1 контуре 15 кгс/см$^2$, когда к нему можно подключить систему аварийно-планового расхолаживания. Отказ системы подачи ХОВ в баки не оказывает влияние на выполнение функции системой, так как созданный в баках запас воды достаточен для преодоления проектной аварии.

Для создания подпора (кавитационного запаса) на всасе насосов ТХ10(20,30)D01 баки ТХ10(20,30)В01 расположены на отметке 3.60 обстройки РО в помещении А-205. Для возможности работы насосов из смежных баков все три бака объединены между собой трубопроводами Ду300 с отсекающей электроприводной арматурой.

Качество химобессоленной воды в баках ТХ10,20,30В01 должно соответствовать следующим нормам:

- жесткость не более 0,003 мг-экв/гр;
- хлориды не более 0,1 мг/гр;
- кремниевая кислота не более 0,3 мг/гр;
- удельная электропроводность не более 0,3 мкСм/см.

*Техническая характеристика баков ТХ10-30В01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Объем бака, полный м$^3$ | 529 |
| Объем бака, рабочий м$^3$ | 470 |
| Объемно/высотное соотношение, м$^3$/см | 0,77 |
| Давление - разряжение, мм. вод. ст. | атм |
| Температура, $^0$С | 10-50 |
| Уровень номинальный, мм | 5500 |
| Материал изготовления | Ст3 |
| Смазка подшипников | Т-22,Тп-22 |

## Дроссельные шайбы ТХ10,20,30Е03

Дроссельные шайбы ТХ10(20,30)Е03, расположенные на напоре аварийных питательных насосов, предназначены для ограничения расхода в рабочей зоне характеристики насоса ТХ10(20,30)D01 при недопустимых отклонениях подачи питательной воды в ПГ.

*Технические характеристики дроссельных шайб ТХ10,20,30Е03*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Давление перед шайбой, кгс/см$^2$ | 80 |
| Расход при номинальных параметрах, м$^3$/час | 250 |
| Длина сужающего устройства, мм | 700 |
| Диаметр сужающего устройства, мм | 150 |
| Количество вставок, штук | 3 |
| Максимальная температура среды, $^0$С | 40 |

## Ограничители течи ТХ11,12,13,14Н01

Ограничители течи ТХ11-14Н01 расположены на трубопроводах подачи аварийной питательной воды непосредственно перед ПГ и предназначены для уменьшения расхода пара, вытекающего из ПГ при разрыве трубопровода между ограничителем и обратным клапаном ТХ11-14S06.

*Технические характеристики ограничителей течи ТХ11,12,13,14Н01*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Рабочее давление, кгс/см$^2$ | 64 |
| Перепад на ограничителе, кгс/см$^2$ | 4,5 |
| Расчетный расход, м$^3$/час | 150 |
| Рабочая температура среды, $^0$С | 280 |

# Эксплуатация, контроль и управление системой аварийной подпитки парогенераторов

При работе э/блока система аварийной подпитки парогенераторов должна находится в дежурстве, т.е состоянии полной готовности к выполнению своих функций в

случае возникновения аварии. При этом должны быть приняты организационные мероприятия исключающие ошибочное закрытие арматуры ТХ10(20,30)S01 на всасе насосов ТХ10(20,30)D01.

Соответственно действия оперативного персонала по обслуживанию системы аварийной подпитки парогенераторов, находящейся в дежурстве, заключаются в ее регулярном внешнем осмотре, отслеживании контролируемых параметров с БЩУ и регламентной проверке работоспособности в соответствии с графиком.

Техническое обслуживание системы заключается в осмотре насосов АПЭН (на отсутствие течей в местах фланцевых соединений, целостность питающих электродвигатель кабелей, крепление насоса и электродвигателя к раме, наличие заземления, присоединение трубопроводов).

Контроль уровня и качество масла в маслованнах подшипников насосов АПЭН (не ниже риски нижнего уровня масла по указателю уровня) производится два раза в сутки, при необходимости доливается турбинное масло Тп - 22.

Необходимо производить осмотр электроприводной арматуры на предмет крепления электропривода и электрокабеля к корпусу арматуры, проверку легкости хода переключателя управления арматурой. Осмотр и проверку исправности приборов КИП производить один раз в смену, при обходах и осмотрах оборудования. Контроль отсутствия течей трубопроводов, баков ХОВ, арматуры производить при каждом осмотре.

Техническое обслуживание насосных агрегатов необходимо производить после уведомления персонала БЩУ.

Персонал ТЦ производит техническое обслуживание помещений и оборудования системы, а также производит вывод оборудования в ремонт (по наряду - допуску, выписанному администрацией реакторного цеха). После ремонта производит опробование и ввод оборудования в резерв совместно с персоналом РЦ и ЦЦР.

Перед выводом реактора на МКУ должны быть работоспособны все три канала системы аварийной подпитки парогенераторов.

При работе реакторной установки на мощности допускается вывод в ремонт одного канала на срок не более трех суток с момента появления дефекта по согласованной заявке и письменному разрешению ГИС при условии подтверждения работоспособности двух других каналов.

При неисправности двух и более каналов РУ должна быть переведена в “холодное” состояние.

Автоматическое регулирование по системе ТХ охватывает следующие параметры:

- поддержание уровня в ПГ - 1,2,3,4:1700 мм;
- поддержание расхода в ПГ - 2,4:75 м$^3$/час.

Регуляторы подключаются к регулирующему органу в зависимости от условий формирования защит и блокировок. Для автоматического регулирования используется аппаратура типа “Каскад-2”. Поддержание уровня в ПГ при отсутствии течи 2 контура обеспечивается регуляторами с воздействием на следующие регулирующие клапаны:

| *Регулятор* | *Орган регулирования* | *Парогенератор* |
|---|---|---|
| *YBC13* | *TX11S05* | *ПГ - 1* |
| *YBC14* | *TX21S02* | *ПГ - 1* |
| *YBC23* | *TX31S02* | *ПГ - 2* |
| *YBC24* | *TX13S05* | *ПГ - 2* |
| *YBC33* | *TX14S05* | *ПГ - 3* |
| *YBC34* | *TX32S02* | *ПГ - 3* |
| *YBC43* | *TX22S02* | *ПГ - 4* |
| *YBC44* | *TX12S05* | *ПГ - 4* |

Поддержание расхода аварийной питательной воды в ПГ в пределах 75 м$^3$/час при течи 2 контура обеспечивается регуляторами с воздействием на следующие регулирующие клапаны:

| *Регулятор* | *Орган регулирования* | *Парогенератор* |
|---|---|---|
| *YBC45* | *TX12S05* | *ПГ - 4* |
| *YBC15* | *TX22S02* | *ПГ - 4* |
| *YBC25* | *TX13S05* | *ПГ - 2* |
| *YBC35* | *TX31S02* | *ПГ - 2* |

В случае превышения расхода перед ПГ2 или ПГ4 предела 75 м$^3$/час отключаются регуляторы уровня, а регуляторы расхода включаются и ограничивают расход на 75 м$^3$/час. Переключение осуществляется только тогда, когда уровень в названных парогенераторах меньше максимального.

Управление и контроль системы аварийной подпитки парогенераторов выполнены идентично технологической части проекта в трехканальном исполнении с территориальным, электрическим и информационным разделением каналов. При этом средства автоматизации изготовлены в сейсмостойком исполнении.

Подсистема автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех предусмотренных проектом режимах. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы аварийной подпитки парогенераторов, являются уровни в баках запаса химобессоленной воды ТХ10-30B01, давление на напоре насосов аварийной подпитки ПГ ТХ10-30D01, а также обеспечиваемые ими расходы химобессоленной воды. Для измерения указанных параметров и вывода информации на РМОТ и на средства УКТС используются измерительные преобразователи давления типа “Сапфир- 22”.

Аппараты управления оборудованием размещены на панелях систем безопасности, где также находятся лампы сигнализации положения упомянутого выше оборудования, индивидуальные средства контроля технологических параметров, объем которых достаточен для ведения аварийного режима в условиях отсутствия УВС; а также табло аварийной, предупредительной и вызывной сигнализации.

Для контроля за оборудованием в условиях нормальной работы энергоблока на дисплеи РМОТ выведена необходимая информация по положению арматуры и механизмов, а также в цифровом виде на эти же форматы выведена информация по основным технологическим параметрам. Кроме того, на дисплеи РМОТ выведена сигнализация отклонения параметров, аварийного отключения механизмов, хода и останова промежуточном положении арматуры.

На напорном трубопроводе от насосов к ПГ после обратного клапана имеется две арматуры: ТХ10(20,30)S04 и ТХ10(20,30)S05. Первая по ходу арматура ТХ10(20,30)S04 открывается при возникновении аварийной ситуации вместе с включением насоса. Вторая арматура ТХ10(20,30)S05 согласно алгоритмов ТЗиБ всегда открыта на отключенном насосе ТХ10(20,30)D01.

При аварии основным видом управления для насосов ТХ10(20,30)D01 является автоматическое управление по командам защит САО3, реализуемое через аппаратуру ступенчатого пуска, воздействующего на комплекс технических средств. Включение системы аварийной подпитки парогенераторов ТХ автоматически происходит по следующим сигналам:

- обесточению, т.е. снижению напряжения менее 0,25 $U_{ном}$ на VI ступени ПСП;
- разрывной защите 1 контура ts10, когда разность между t насыщения теплоносителя 1 контура и t в горячих петлях менее 10 $^0$C;
- разрывной защите 1 контура $P_{го}$ > 1,3 кгс/см$^2$, когда давление в гермооболочке более 1,3 кгс/см$^2$;
- разрывной защите 2 контура ts75, при уменьшении давления в паропроводе до 50 кгс/см$^2$ и увеличении разности температур насыщения 1 и 2 контуров до 75 $^0$C.

При срабатывании любой из этих защит САО3 автоматически включается насос ТХ10(20,30)D01, по сигналу из программы ступенчатого пуска открывается напорная арматура ТХ10(20,30)S04, включается в автоматический режим регулирующий клапан и начинается поступление воды в соответствующий ПГ.

При включении насоса ТХ10(20,30)D01 открытие арматуры VF11(21,31)S01 на подаче техводы на охлаждение агрегата также происходит автоматически, поэтому оно не требует присутствия оператора по месту.

При работе защит САО3 или программы ступенчатого пуска налагается запрет на дистанционное отключение насоса аварийной подпитки ПГ ТХ10(20,30)D01; запрет автоматически снимается при достижении любого из следующих параметров:

- температура подшипников насоса более 85 $^0$C;
- температура подшипников электродвигателя более 85 $^0$C;
- температура воды в камере за гидропятой более 70 $^0$C;
- уровень в баке обессоленной воды менее 60 см;
- температура теплоносителя 1 контура в любой петле менее 100 $^0$C;
- насос ТХ10(20,30)D01 находится в работе в течении 10 секунд и давление на напоре насоса менее 12 кгс/см$^2$.

Одновременно с подачей импульса на запуск аварийных питательных насосов включаются в работу регуляторы, установленные на напорных трубопроводах подачи питательной воды в парогенераторы.

Система аварийной подпитки парогенераторов ТХ также автоматически вводится в работу при совпадении сигналов:

- снижение уровня в любом ПГ на 750 мм ниже номинального;
- температура теплоносителя 1 контура более 150 $^0$C в любой из петель;
- отсутствует сигнал из ступенчатого пуска на запрет действия блокировок нормальной эксплуатации.

При этом идет команда на включение насосных агрегатов TX10(20,30)D01 и по фактору снижения уровня в ПГ на 750 мм от номинального идет сигнал на открытие задвижек TX10,20,30S04 на напоре насосов, причем включаются:

- TX10D01 - при снижении уровня в любом ПГ на 750 мм и более ниже номинального;
- TX20D01 - при снижении уровня в ПГ - 1,4 на 750 мм и более от номинального;
- TX30D01 - при снижении уровня в ПГ - 2,3 на 750 мм и более от номинального.

Кроме автоматического управления предусмотрено индивидуальное управление насосами и арматурой непосредственно с БЩУ и РЩУ по схеме, исключающей ложные срабатывания при пожарах, через блоки БПУ в шкафах связи.

В ходе пуско-наладочных испытаний систем аварийной подпитки ПГ на Балаковской АЭС было подтверждено, что эффективность и быстродействие системы удовлетворяет предъявленным к ней требованиям и равно:

- для TX10D01 - 53-57 секунд;
- для TQ23D01 - 51 секунда;
- для TQ33D01 - 51 секунда.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем аварийной подпитки ПГ TX10-30

### Событие, происшедшее 15 мая 1991 года на Балаковской АЭС

На блоке N$^0$2 Балаковской АЭС при регламентном опробовании 15 мая 1991 года насоса 2TX20D01 группой вибродиагностики ЛНД выявлено, что величина виброскорости подшипников агрегата более допустимой (4,5 мм/сек). При этом наибольшую виброскорость имели подшипники электродвигателя (до 10 мм/сек), что указывало на возможный источник вибрации.

После ревизии подшипников э/дв совместно специалистами ЭЦ и ЦЦР с соблюдением всех операций и измерением всех зазоров удалось снизить виброскорость его подшипников до 7,5-6,3 мм/сек. После сочленения электродвигателя с насосом виброскорость составила: для подшипников насоса в норме, для подшипников э/дв 6,3 мм/сек.

Произведена разборка электродвигателя с выемкой ротора. Обнаружены следы задевания вентилятора на валу о воздухонаправляющий щит. Специалисты определили, что неравномерный износ лопастей вентилятора вызвал небаланс ротора и явился причиной повышенной вибрации ротора и подшипников.

### Событие, происшедшее 22 декабря 1992 года на Балаковской АЭС

22 декабря 1992 года при обходе оборудования на работающем блоке N$^0$1 Балаковской АЭС обнаружена течь воды из электродвигателя насоса 1TX20D01. По заявке насос выведен из дежурства в ремонт. После разборки электродвигателя обнаружен коррозионный свищ (сквозное отверстие) диаметром 3 мм на крышке трубной доски.

Было признано, что свищ образовался от коррозионного воздействия техводы группы А, имеющей повышенное солесодержание. Место течи трубной доски воздухоохладителя было заплавлено сваркой. Затраты времени на ремонт составили 13 часов.

### Событие, происшедшее 4 января 1990 года на Балаковской АЭС

4 января 1990 года блок N$^0$ 1 Балаковской АЭС работал на 100% мощности. В 01:34 после включения вентилятора 1UV66D01 возникло короткое замыкание (КЗ), кото

рое перекинулось на шины секции 1СМ. КЗ отключено действием максимальной токовой защиты, секция 1СМ осталась без напряжения.

При этом обесточился работавший КЭН-А ТПН-1, по блокировке включился в работу КЭН-Б. В связи с тем, что после обесточения секции 1СМ автомат КЭН-А остался во включенном состоянии (защита минимального напряжения на КЭН ТПН не была предусмотрена проектом), то индикация КЭН-А на БЩУ соответствовала включенному состоянию. Отбор давления на напоре КЭН-А,Б ТПН-1 был выполнен после обратного клапана, что также не позволяло однозначно установить по РМОТ на БЩУ работоспособность насоса КЭН-А.

ИУТом с БЩУ был отключен включившийся КЭН-Б ТПН-1. После закрытия по блокировке напорной задвижки КЭН-Б ТПН-1 1RL51S23 откачка конденсата прекратилась и начался рост уровня в конденсаторе ТПН. Персонал приступил к разгрузке турбогенератора с БЩУ, воздействуя на механизм управления турбиной. При повышении давления в ПГ в среднем на 1-2 кгс/см$^2$ датчики уровня в ПГ, имеющие 4$^x$ метровую базу измерения, из-за забивания "минусовых" линий продуктами коррозии выдали ложные сигналы снижения уровня в ПГ до уставок срабатывания блокировок:

- YBS14 по ПГ-1 на отключение ГЦН-1;
- на включение 1TX10D01 по ПГ-2;
- на срабатывание АЗ-1 комплекта по ПГ-3.

С БЩУ были закрыты СК ТГ, СК ТПН-1,2. Параметры 1 и 2 контуров застабилизированы.

Включившийся насос 1TX10D01 отработал 1 минуту 39 секунд и был отключен оператором с БЩУ. В результате работы насоса произошло снижение уровня в баке 1TX10D01, что соответствует примерно 0,9 м$^3$ по объему.

В период после замены ПГ на блоке №1 данный режим был зафиксирован впервые. Включение 1TX10D01 было учтено в журнале регистрации и учета циклов нагружения оборудования по энергоблоку №1. В объем ремонтных работ энергоблока №1 была включена работа по контролю металла патрубка подачи аварийной питательной воды.

# Система техводы ответственных потребителей VF

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы технического водоснабжения ответственных потребителей группы "А".
- Указать основные потребители системы технического водоснабжения VF.
- Объяснить, чем обусловлен тот факт, что совмещение функций обеспечивающей системы безопасности и нормальных эксплуатационных функций не ухудшает защитных свойств системы техводы VF.
- Описать основные технические характеристики и устройство следующих компонентов системы технического водоснабжения VF:
  - Насоса техводы QF11(21,31)D01,02;
  - Бака аварийного запаса техводы VF10(20,30)B01;
  - Брызгальных бассейнов.
- Нарисовать упрощенную схему системы технического водоснабжения VF.
- Описать принцип автоматического регулирования расхода воды через каналы системы техводоснабжения группы "А".
- Объяснить, каким образом регулируется температура технической воды в системе технического водоснабжения VF.
- Назвать аварийные сигналы, по которым происходит закрытие пневмоарматуры на трубопроводах подачи/слива техводы группы "А" в гермооболочку.

## Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы технического водоснабжения VF.

# Назначение системы технического водоснабжения ответственных потребителей группы “А”

Система технического водоснабжения гр.”А” является системой, важной для безопасности и совмещает функции обеспечивающей системы безопасности (отвод тепла от активной зоны через теплообменник аварийного расхолаживания, охлаждение механизмов систем безопасности) и системы нормальной эксплуатации (отвод тепла от теплообменников промконтура и т.д.). Система техводы ответственных потребителей РО (VF) предназначена:

- для отвода тепла от ответственных потребителей реакторного отделения (бассейнов выдержки, теплообменников промконтура, ряда вентсистем и механизмов систем безопасности, а также от теплообменника САОЗ в режиме планового расхолаживания реакторной установки);
- для отвода тепла от механизмов систем безопасности и активной зоны реактора при авариях.

Как к обеспечивающей системе безопасности, к система техводы VF не предъявляются требования по отводу тепла промконтура, бассейнов выдержки и вентиляционных систем в герметичной оболочке в аварийных ситуациях. Однако, при авариях, не связанных с повышением давления в ГО выше 0,3 кгс/см$^2$, либо разности температур насыщения I и II контуров менее 10 $^0$C, теплообменники данных систем не отключаются (ввиду незакрытия пневмоарматуры в связи с отсутствием указанных выше аварийных сигналов) и сохраняется возможность охлаждения потребителей в гермообъеме.

Все элементы системы относятся к первой категории сейсмостойкости, за исключеием насосных агрегатов. Энергоснабжение оборудования системы осуществляется от сети надежного питания второй категории.

Совмещение функций обеспечивающей системы безопасности и нормальных эксплуатационных функций не ухудшает защитных свойств системы. Это обусловлено тем, что система работает в одинаковой технологической последовательности, с использованием тех же механизмов и оборудования, переключения которых не требуется (за исключением перевода на электропитание от дизель-генераторов при обесточении АС) и не меняет своих гидравлических характеристик (расход, давление), обеспечивая температуру подаваемой в реакторное отделение воды в диапазоне 5-33 $^0$C во всех режимах работы.

Система технической воды ответственных потребителей спроектирована на основании следующих требований:

- система должна выполнять свои функции в любой аварийной ситуации, включая полное обесточение АС;
- система имеет трехканальную структуру, т.е. соответствует структуре систем безопасности;
- система имеет возможность контроля и испытания ее в любых режимах нормальной эксплуатации без нарушения функциональных свойств;
- система имеет возможность вывода ее в ремонт в составе соответствующего канала безопасности (на время не более 72 часов согласно требований Технологического регламента безопасной эксплуатации);
- система работает в течение всего требуемого периода времени (время нахождения топлива в реакторе или басейне выдержки);
- система обеспечивает температуру подаваемой в реакторное отделение воды в диапазоне 5-33 $^0$C во всех режимах работы.

В пределах здания реакторного отделения оборудование системы технической воды ответственных потребителей отмаркировано латинскими буквами VF, а в пределах РДЭС - QF.

# Потребители техводы группы “А” (системы VF)

Перечень потребителей системы техводы группы “А” на примере первого ее канала (потребители 1 СБ) приведен в таблице:

*Потребители 1 СБ*

| Наименование потребителей | Расход, м³/час |
|---|---|
| Аварийный питательный насос TX10D01 | 7.7 |
| Спринклерный насос TQ11D01 | 12.6 |
| Насос аварийного расхолаживания TQ12D01 | 13.7 |
| Маслоохладители подпиточных насосов | 64.0 |
| Охлаждение помещений подпиточных насосов TL06 | 7.0 |
| Охлаждение помещения аварийной системы TL10 | 26.0 |
| Вентсистема охлаждения пом.АПЭН | 6.2 |
| Приточно-вытяжная система охлаждения пом. РЩУ | 4.2 |
| Приточно-вытяжная система охлаждения БЩУ | 9.0 |
| Охлаждение датчиков рад.контроля | 1.0 |
| Насос аварийного ввода бора TQ13D01 | 7.0 |
| Подпиточный насос | 4.7 |
| Т/о аварийного расхолаживания TQ10W01 | 3000 |
| Т/о промконтура TF21W01 | 700 |
| Т/о расхолаживания ББ TG11W01 | 950 |
| Приточно-вытяжная система охлаждения пом. УВС | 27.0 |
| Охладитель гидропяты подпиточного насоса | 75 |
| Система охлаждения венткамеры и проходок днища оболочки TL13 | 6.1 |
| Система охлаждения помещений КИП | 3.8 |
| Система охлаждения помещения т/о промконтура TL09 | 7.0 |
| Охлаждение датчиков рад.контроля | 1.2 |
| Т/о системы очистки технологических сдувок (СГО) | 6.0 |
| Цеолитовые фильтры СГО | 6.0 |
| Система охлаждения помещения щита РК | 4.8 |
| Приточно-вытяжная система охлаждения пом.АКНП | 27 |
| Приточно-вытяжная система охлаждения пом.КРУ, панелей реле и трансформаторов надежного питания | 36 |
| Охлаждение датчиков рад.контроля | 1.0 |
| Система охлаждения шахты реактора TL05 | 101.5 |
| Система охлаждения бокса ПГ и ГЦН TL01 | 203 |
| Система охлаждения центрального зала гермообъема TL04 | 101.5 |
| Общий расход | 3120 |

Потребители техводы группы "А" второго и третьего канала практически аналогичны указанным в таблице для 1 СБ, с небольшими отличиями для третьего канала:

- в третьем канале техводы отсутствует т/о промконтура, так как по проекту их всего два: TF21W01 охлаждается от системы техводы 1 СБ, а TF22W01 охлаждается от системы техводы 2 СБ.
- только от третьего канала системы VF подается техвода с расходом 110 м³/час на охладитель подпиточной воды TK12W01 (пом. А-319).

# Краткое техническое описание системы техводы VF

В соответствии с требованиями ОПБ-88 на каждый энергоблок АЭС предусматривается по три независимых канала системы технического водоснабжения ответственных потребителей реакторного отделения, обеспечивающих работу энергоблока в номинальном режиме, планового расхолаживания, а также в аварийных ситуациях. Принципиальная схема системы техводоснабжения ответственных потребителей РО представлена на рисунке.

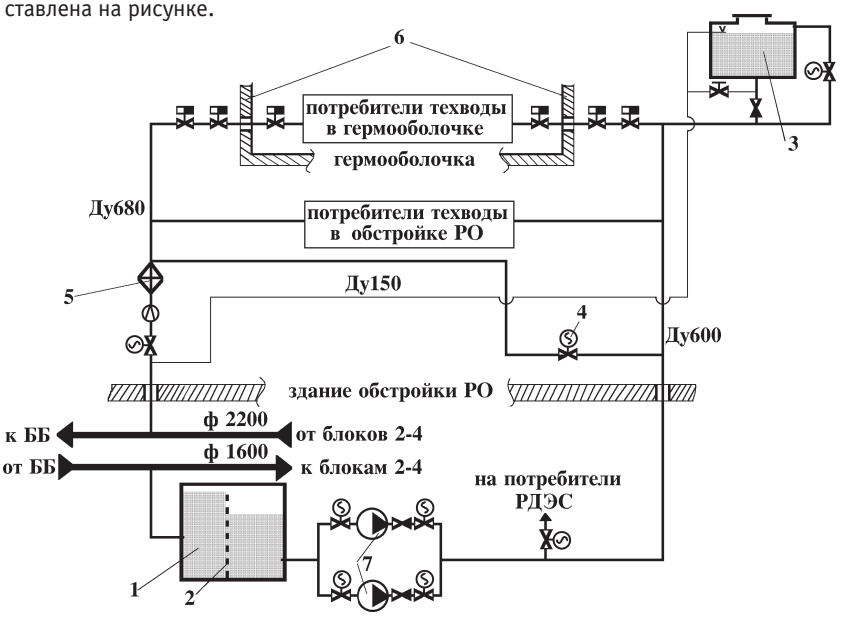
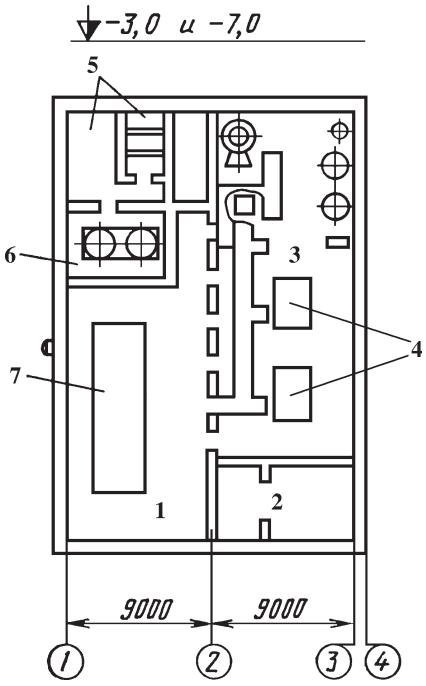



*Схема системы техводы VF (на примере подсистемы 1 СБ) блока №1*

*1-водоприемная камера*
*2-водоочистная сетка QF11N01*
*3-бак аварийного запаса техводы VF10B01*
*4-регулирующий клапан VF40S05*
*5-теплообменник аварийно-планового расхолаживания TQ10W01*
*6-стенки ГО с локализующими группами*
*7-насосы техводы QF11Д01, 02*

Система принята оборотной, изолированной от внешних водоемов и грунтовых вод с охлаждением технической воды в брызгальных бассейнах откосного типа.

*План ячейки РДЭС на нижних отметках*




*1-технологическое помещение*
*2-водоприемная камера*
*3-помещение насосной техводы*
*4-насосы техводы гр."А"*
*5-камера воздухозабора*
*6-камера воздушного фильтра*
*7-фундамент под дизель-генератор*

От потребителей реакторного отделения техническая вода отводится для охлаждения в брызгальные бассейны. Выбор в качестве охладителей брызгальных устройств был обусловлен требованиями к обеспечению повышенной надежности эксплуатации системы с учетом внешних воздействий.

При распылении поступающей в сопла воды под давлением около 1 кгс/см$^2$ воды образуются капли диаметром 1,5-1,8 мм. При той же поверхности водоема, что и пруда-охладителя, поверхность контакта с воздухом у брызгального бассейна существенно возрастает, так как она равна суммарной поверхности мелких капель.

Сливные трубопроводы одного канала системы объединяются в магистральный водовод, который идет на соответствующие секции брызгальных бассейнов. В каждой секции предусмотрено охлаждение технической воды одноименных каналов системы двух энергоблоков. К секциям брызгального бассейна подведены трубопроводы резервной и основной систем подпитки брызгальных бассейнов, а также сбросы после доочистки бытовых стоков спецводоочистки (спецкорпуса) и водостоков с кровли здания спецкорпуса (в 3-й канал).

Брызгальные бассейны рассчитаны на сейсмические воздействия, однако во время прохождения смерчей возможно обезвоживание одной или нескольких секций.

Охлаждение технической воды в брызгальных бассейнах осуществляется путем разбрызгивания ее с помощью сопел. В периоды низких температур наружного воздуха предусмотрен холостой сброс воды (без разбрызгивания) для обеспечения поддержания требуемого температурного режима работы потребителей. При этом температура воды в брызгальном бассейне регулируется арматурой на линии холостого сброса. Максимальная температура охлажденной в бассейне техводы группы А, предусмотренная проектом, может составлять 33 $^0$С.

Емкость брызгальных бассейнов выбрана исходя из создания необходимой теплоаккумулирующей способности охладителя в течение 3-х часов (учитывая неравномерность по времени сброса тепла при расхолаживании РУ) и обеспечения возможности работы без подачи подпиточной воды в течение нормативного времени (24 часа), необходимого для ремонта и восстановления любой из систем подпитки.

Подпиточная вода для восполнения потерь на испарение и унос ветром подается из пруда-охладителя. В настоящее время назрела необходимость в разработке системы коррекции ВХР техводы группы "А", так как повышенное содержание в ней солей по опыту эксплуатации приводит к ускорению коррозии конструкционных материалов теплообменников РО.

Охлажденная в брызгальных бассейнах техническая вода по трубопроводу самотеком подводится к водоприемным камерам насосных станций, расположенных в здании РДЭС, проходит через вращающиеся водоочистные сетки и идет на всас насосов техводы. Водоприемные камеры предназначены для приема воды, поступающей из брызгальных бассейнов и создания подпора на всасе насосов QF11(21,31)D01,D02. Причем вращающиеся водоочистные сетки QF11(21, 31)N01 по проекту оснащены автоматикой перемотки и промывки.

С напора насосов вода по трубопроводу Dy 600 с расходом не менее 3000 м$^3$/ч подается в реакторное отделение на его потребители и с расходом около 600 м$^3$/час на потребители РДЭС (охлаждение дизель-генератора при его работе).

В состав каждого канала системы техводы входят рабочий и резервный насосы. Насосы и дизель-генераторы каждого канала системы находятся в изолированных ячейках РДЭС, в связи с чем во всех аварийных ситуациях возможен выход из строя не более одного из трех каналов системы по общей причине.

В одной ячейке РДЭС на самой нижней отметке здания -7.0 установлены два горизонтальных центробежных насоса техводы QF11(21,31)D01,D02, выпускающиеся в общепромышленном исполнении. Электродвигатели насосов подключены к электропитанию от шин собственных нужд и к шинам надежного электропитания от дизель-генераторов. Насосы не имеют собственных защит, требующих их отключения.

Для откачки имеющихся при работе системы протечек техводы (через сальники насосов, арматуры, воздушники и т.д.) на каждой ячейке РДЭС на отметке установки НТВ имеется по два дренажных насоса QF11(21,31)D03,D04, откачивающие протечки из "чистых" приямков в водоприемные камеры насосных станций техводы.

В пределах реакторного отделения техническая вода подается на охлаждение потребителей. Непосредственного контакта с системами реакторной установки, а так

же с системами дизель-генератора система техводы VF не имеет. Отвод тепла от потребителей происходит в теплообменниках поверхностного типа, где теплообмен осуществляется через стенку и прямой контакт охлаждаемой и охлаждающей сред отсутствует.

Учитывая, что при авариях с обесточиванием энергоблока неизбежен перерыв в работе насосов технической воды (на время запуска ДГ, пуска и разворота насосов), в системе предусмотрены баки аварийного запаса технической воды, расположенные в верхней точке каждого канала системы на отметке 33.6 здания РО, т.е. выше потребителей. При обесточивании насосов технической воды запас воды из данных баков самотеком поступает в теплообменники реакторного отделения и служит для снятия остаточных тепловыделений активной зоны в режиме расхолаживания I контура.

Объем баков аварийного запаса технической воды выбран таким образом, чтобы к моменту запуска насосов технической воды от ДГ (или от основного источника электропитания при кратковременном перерыве электропитания, например, при опробовании канала безопасности) система не была опорожнена. После запуска насосов технической воды происходит восстановление первоначального запаса техводы в баках путем их заполнения из напорных трубопроводов канала системы.

Для обеспечения надежного охлаждения теплообменника аварийно-планового расхолаживания параллельно потребителям технической воды (на байпасе) установлена перемычка с регулирующим клапаном. Регулятор поддерживает во всех режимах работы энергоблока расход техводы через теплообменник САО3-3000±50 м$^3$/час.

Трубопроводы, подводящие охлажденную в брызгальных бассейнах воду к реакторному отделению, а также отводящие нагретую воду для охлаждения в брызгальных бассейнах изготовлены из стальных труб переменного диаметра. Указанные трубопроводы рассчитаны на сейсмические воздействия, однако их надежность несколько ослаблена наличием смотровых колодцев, металлические лазы которых не рассчитаны на сейсмические воздействия.

Любой отказ в одном из каналов системы не приводит к потере функциональной способности системы как в аварийной ситуации так и в режимах нормальной эксплуатации. Пространственное разделение каналов стен и перекрытий, обеспечивающих огнестойкость не менее 1,5 часа и наличие системы АУПТ позволяет сохранять работоспособность системы при пожаре в одном из каналов.

# Описание оборудования, входящего в состав системы техводы группы “А”

В пределах РО система техводы гр.”А” реакторного отделения состоит, как уже говорилось выше, из трех независимых каналов. Каждый канал системы включает в себя:

- два насоса техводы QF11(21,31)D01,02;
- бак аварийного запаса техводы VF10(20,30)B01;
- арматуру, трубопроводы, предохранительные клапаны, КИП.

Организационно брызгальные бассейны выделены в отдельную систему, находящуюся в ведении НСС и обслуживаемую персоналом турбинного цеха N$^0$ 1.

## Насосы техводы QF11(21,31)D01,02

В системе технического водоснабжения гр.”А” для циркуляции охлаждающей оборудование воды используются выпускаемые ПО “Насосоэнергомаш” насосные агрегаты типа Д4000-95 (22НДс) установленные в насосной, расположенной в здании резервной дизель-электростанции (РДЭС) соответствующего канала безопасности.

Насосы техводы - центробежные, двухстороннего входа, горизонтальные одноступенатые, с полуспиральным подводом жидкости к рабочему колесу, горизонтальным разъемом корпуса, с выносными подшипниками качения. Предназначены для перекачки воды с температурой до 85 $^0$C.

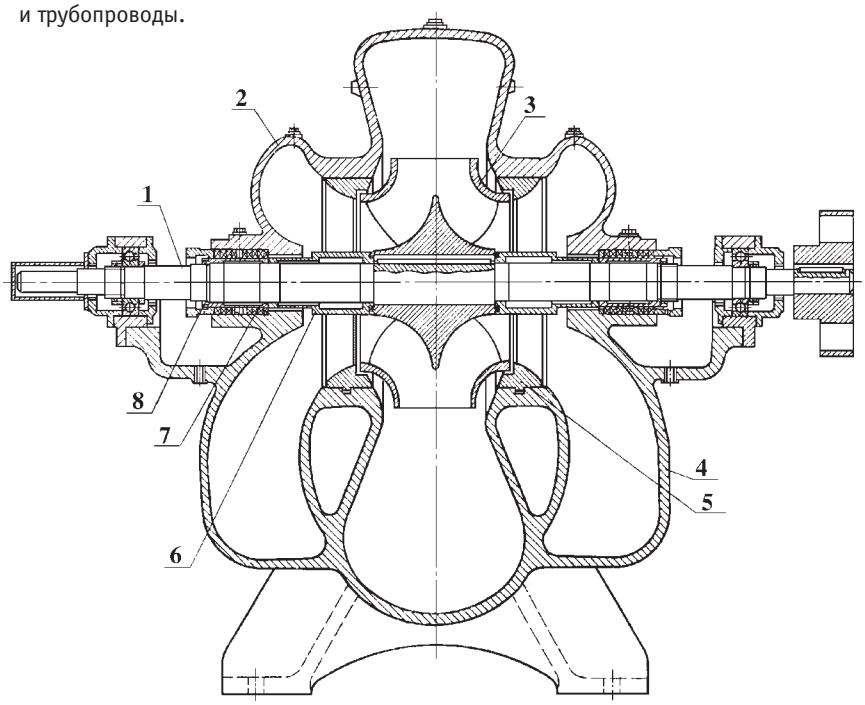
Насос состоит из следующих основных узлов и частей: вала, крышки, рабочего колеса, корпуса, узла уплотнения и подшипниковых опор. В нижней части корпуса насо

*Общий вид насосов техводы типа Д 4000-95*

са горизонтально расположены всасывающий и напорный патрубки, направленные в противоположные стороны под углом 90 $^0$ к оси насоса. Такое расположение патрубков и горизонтальный разъем корпуса позволяют разбирать насос, осматривать и заменять рабочие органы, не снимая насос с фундамента, не демонтируя двигатель и трубопроводы.

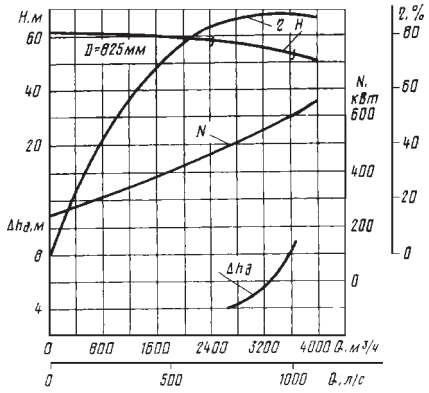
*Конструкция насоса техводы типа Д 4000-95*

*1-вал*
*2-крышка корпуса*
*3-рабочее колесо*
*4-корпус*
*5-сменные уплотнительные кольца*
*6-защитные втулки*
*7-защитные втулки*
*8-гайка*




Рабочее колесо, насаженное на вал со шпонкой, закреплено гайками через защитные втулки. Для увеличения ресурса работы насоса корпус и крышка корпуса защищены сменными уплотнительными кольцами. Уплотнение вала корпуса - два сальника с мягкой набивкой.

*Характеристика насоса техводы тип Д 4000-95*




Осевые силы в основном уравновешены рабочим колесом двустороннего входа жидкости. Случайные осевые усилия воспринимаются подшипниковыми опорами. Опорами вала служат два подшипника качения, смазываемых консистентной смазкой (ЦИАТИМ - 201). В насосах, подшипники которых имеют консистентную смазку, охлаждение корпуса подшипников конструкцией не предусмотрено.

Материал основных деталей насоса: корпуса, крышки, рабочего колеса - чугун СЧ 18 или СЧ 20, вала - сталь 35 или 45.

Направление вращения ротора насоса - против часовой стрелки, если смотреть на насос со стороны электродвигателя, причем входной патрубок находится с левой стороны.

*Технические характеристики насосов техводы*

| | |
|---|---|
| *тип насоса* | *Д4000-95(22НДС)* |
| *диаметр рабочего колеса, мм* | *825* |
| *подача номинальная, т/час* | *3200* |
| *напор, м.вод.ст.* | *55* |
| *доп.кавитационный запас, м* | *5,5* |
| *частота вращения вала, об/мин* | *730* |
| *к.п.д., %* | *88* |
| *тип электродвигателя* | *А-13-62-84УХЛ4* |
| *напряжение питания, В* | *6000* |
| *мощность двигателя, кВт* | *630* |
| *ток номинальный, А* | *76* |

## Баки аварийного запаса техводы VF10(20,30)B01

Баки аварийного запаса тех.воды расположены в помещениях А-909, А-910/1,2 в обстройке РО на отм.+33,6.

*Технические характеристики баков аварийного запаса техводы*

| | |
|---|---|
| *геометрическая емкость бака, м$^3$* | *90* |
| *рабочая емкость бака, м$^3$* | *80* |
| *высота, м* | *5.1* |
| *диаметр, м* | *5.1* |
| *площадь зеркала, м$^2$* | *20* |

Для заполнения бака запаса техводы при снижении уровня в нем менее 405 см (например, при опробовании резервного насоса техводы) по блокировке открывается

задвижка на трубопроводе напорной части системы, закрывается арматура при достижении уровня в баке 415 см.

### Трубопроводы

В соответствии с требованиями нормативной документации ("Правила устройства и безопасной эксплуатации АЭС"), в качестве конструкционных материалов оборудования, арматуры и трубопроводов применены низколегированные и углеродистые стали. Трубчатка теплообменного оборудования изготовлена из нержавеющей стали типа 08ХI8НI0Т.

Подводящие трубопроводы системы ответственных потребителей ф2200 мм с переходом у 2й очереди (3,4 блоки) на ф2000 мм, с толщиной стенки 10 мм изготовлены из стали 09Г2С с усиленными кольцами из швеллера N°10 с шагом установки 3,0 метра.

Отводящие трубопроводы системы ответственных потребителей ф1600 и 1200 мм с толщиной стенки 10 мм изготовлены из стали 16ГС.

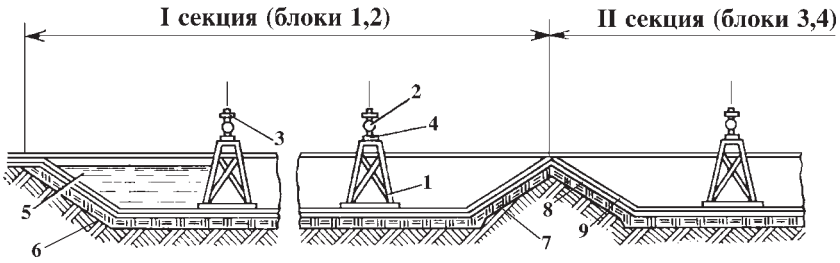
### Арматура

Арматура системы выполнена как в общепромышленном исполнении, так и (например, пневмоарматура) в специальном для АЭС. Пневмоприводная арматура устанавливается на напорных и сливных трубопроводах техводы потребителей гермозоны, по две в обстройке и одна в гермозоне на каждом трубопроводе, и служит для локализации гермообъема при авариях, связанных с разуплотнением I контура. Время закрытия пневмоарматуры по проекту не должно превышать 10 сек. На блоке установлена как пневмоарматура ФРГ фирмы "Persta", так и арматура производства России.

## Конструкция брызгальных бассейнов

В состав оборудования брызгальных бассейнов входит сама чаша, дренажная система с дренажными колодцами, насосные станции для откачки дренажных вод, подводящего и отводящего трубопроводов, систем распределения и распыливания.

Температура технической воды на входе в обстройку по проекту может колебаться от +5 до +33 °С, на выходе из обстройки от +12 до +45 °С в номинальном режиме и от +55 до +70 °С в аварийном режиме (кратковременно).




*Упрощенное устройство брызгальных бассейнов*

*1-стальные опорные конструкции*
*2-распределительная труба*
*3-сопла*
*4-скользящие опоры*
*5-уровень воды*
*6-полиэтиленовая пленка h=0,3 мм*
*7-песчаная подушка h=1,4 м*
*8-первый слой бетона М-100*
*9-второй слой железобетона М-200*

Размеры каждого брызгального бассейна из условия обеспечения перепада температуры +10 °С в номинальном режиме и +20 °С в аварийном режиме приняты 107 х 76 метров. Емкость брызгальных бассейнов (1 секция) - 18750 м³.

Как в аварийном, так и в номинальном режиме расход технической воды в каждой подсистеме техводы группы "А" равен 3000 м³/час. На каждый брызгальный бассейн расход охлаждающей воды равен 6000 м³/час, что обеспечивает работу двух блоков в номинальном режиме.

В целях предотвращения фильтрации в брызгальных бассейнах выполнено противофильтрационное покрытие дна и откосов в виде экрана из двух слое бетона. Первый слой из бетона марки М-100 является подготовкой, а по нему ложится монолитный железобетон марки М-200 БГТ. Бетон уложен на песчаную подушку (h=1,4 метра), под которой находится пленка из полиэтилена (h=0,3 мм). Пленка укладывается на уплотненное песчаное основание (h=300 мм). Сверху на бетонное покрытие для уменьшения фильтрации наносится битум. При удовлетворительной плотности бассейна утечка воды на фильтрацию не должна превышать 3 литра за сутки с 1 м² поверхности резервуара.

Между железобетонной облицовкой и пленкой устроены поперечные дрены из асбоцементных труб ф100мм, которые выходят в общий коллектор брызгального бас

сейна. Подключение дрен к коллектору осуществляется перепадными колодцами, которые служат для контроля за фильтрационными водами.

С целью предотвращения "всплытия" чашки брызгального бассейна от давления грунтовых вод (в период опорожнения) выполнен кольцевой дренаж из асбоцементных труб ф200мм.

Для откачки дренажных вод бассейнов имеются три насосные станции, расположенные между брызгальными бассейнами 1-1 и 1-2, 2-1 и 2-2, 3-1 и 3-2. В каждой насосной устанавливается по одному насосу НЦС-3. Сброс дренажных вод осуществляется по трубопроводу ф80мм в брызгальный бассейн.

Для откачки грунтовых вод из кольцевого дренажа служат две насосные станции, расположенные у брызгальными бассейнами 1-1 и 2-1. В каждой насосной устанавливается по одному насосу НЦС-3. Сброс откачиваемых вод осуществляется по трубопроводу ф80мм в подводящие водоводы I и II систем.

Перед каждым брызгальным бассейном расположены 5 колодцев. В трех колодцах располагается запорная арматура на трубопроводах, подводящих воду к брызгальным бассейнам. Причем один из трубопроводов (средний) имеет перфорацию и проложен по дну брызгального бассейна, а два подают воду на распылительные головки.

Диаметр трубопроводов и запорной арматуры Ду800. Распределительные трубопроводы имеют переходы с Ду800 на Ду300. К распылительным головкам вода подается по трубопроводам ф100 мм. Трубопроводы располагаются на опорах. Расстояние между головками в плане - 6 метров. Тип разбрызгивателя - Б50.

Минимальная глубина в бассейне 2,0 метра, номинальный уровень в ББ принят 2,5-2,7 метра. Для восполнения потерь воды в системе ответственных потребителей в переключающих колодцах N$^0$ 1 и 2 (системы общестанционных потребителей техводы) имеются задвижки Ду300 с электроприводом. На каждую систему имеются два трубопровода и две задвижки. Возможна подпитка ББ и от системы неответственных потребителей технической воды путем открытия ручной арматуры в переключающей камере N$^0$ 3.

# Контроль и управление системой техводы VF

Для измерения температуры в системе техводы VF используются термопреобразователи сопротивления типа ТСП-8053. Измерение температуры с помощью термопреобразователя основано на свойстве проводников менять свое сопротивление с изменением температуры. Термопреобразователи сопротивления размещены в защитных чехлах, вваренных в контролируемое оборудование (трубопроводы).

Для измерения давления по месту используются показывающие манометры типа МТП, для вывода информации на РМОТ и на средства УКТС используются измерительные преобразователи давления типа "Сапфир- 22ДИ". Замер расхода производится при помощи измерительных диафрагм, выдающих изменяющийся в зависимости от расхода измеряемой среды сигнал перепада давления, который поступает на преобразователи давления типа "Сапфир-22ДД".

Измерительные преобразователи типа "Сапфир" предназначены для непрерывного преобразования измеряемого параметра среды в унифицированный токовый сигнал 0-5 мА для дистанционной передачи. Принцип действия преобразователя типа "Сапфир" заключается в следующем:

- измеряемое давление поступает в полость прибора и воздействует на мембрану, на которой расположены тензорезисторы. При прогибе мембраны происходит изменение электрического сопротивления тензорезисторов. В электронном устройстве прибора электрический сигнал, который снимается с тензорезисторов, преобразуется в унифицированный токовый сигнал 0-5 мА.

В качестве вторичных приборов для вывода показаний на панели БЩУ (РЩУ) используются миллиамперметры типов КСУ, КПУ, КСМ разных модификаций, а также миллиамперметры типа М-316. Для целей автоматического регулирования применяется аппаратура типа "Каскад-22".

Управление и контроль системы техводы группы "А" выполнены идентично технологической части проекта в трехканальном исполнении с территориальным, электрическим и информационным разделением каналов. При этом средства автоматизации изготовлены в сейсмостойком исполнении.

Подсистема автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех предусмотренных проектом режимах. При работе защит САОЗ основным видом управления системой техводы VF является автоматическое управление, реализуемое через аппаратуру ступенчатого пуска, воздействующего на комплекс технических средств.

При обесточении секций 6 кВ надежного питания (от которых запитаны механизмы систем безопасности), обеспечивается автоматическое отключение работающего насоса техводы и последующее его включение (после запуска дизель- генераторов). При работе защит САОЗ или обесточивании налагается запрет на дистанционное отключение насоса техводы QF11(21,31)D01(02); запрет автоматически снимается при понижении уровня в водоприемной камере до 450 см.

Для повышения надежности работы технологической системы предусмотрен автоматический ввод резерва (АВР) насосов. При этом схема АВР строится с применением блоков промежуточного управления, что практически исключает вывод АВР из работы при пожаре на БЩУ или РЩУ.

Для обеспечения надежной работы всех каналов системы техводы группы "А" проектом также предусмотрены:

- автоматический контроль за техническими параметрами системы;
- сигнализация на БЩУ и РЩУ об отклонениях основных параметров и о состоянии оборудования;
- возможность осмотра по месту оборудования системы, находящегося вне герметичного объема;
- возможность проведения опробования и испытаний для проверки работоспособности элементов системы при любом эксплуатационном режиме работы энергоблока.

Автоматический контроль предусмотрен по следующим параметрам:

- уровень воды в брызгальных бассейнах;
- уровень воды в баках аварийного запаса технической воды;
- температура воды в водоприемнике насосной станции технической воды;
- расход технической воды в каналах системы: как суммарный расход в канале, так и расход по потребителям;
- давление на напоре насосов технической воды;

Показывающие приборы на БЩУ предусмотрены для вывода информации по следующим параметрам:

- расход технической воды по каждому каналу системы на панели HY20(22,24) соответственно.

В проекте предусмотрено автоматическое регулирование расхода технической воды через каналы системы техводоснабжения группы "А" с помощью регуляторов, формирующих "П-И" (пропорционально-интегральный) закон регулирования.

Автоматическое регулирование расхода тех.воды через теплообменники аварийного расхолаживания (ТАР) предназначено для поддержания расхода равным 3000 м$^3$/час, что обеспечивает постоянное поддержание режима ожидания системы аварийного расхолаживания блока.

Регулирование расхода производится регуляторами, выдающими управляющие импульсы на регулирующие клапаны VF40(50,60)S05, расположенные на трубопроводе байпаса потребителей РО. Тип регуляторов - пропорционально-интегральный, входной сигнал от датчиков расхода. Самобаланс, ТЗиБ у регуляторов отсутствуют.

Управление регуляторами осуществляется с БЩУ или РЩУ, панели HY20,22,24 для I,II,III каналов системы соответственно. В системе КИПиА реализован контроль датчиков расхода на сливе тех.воды с воздействием на регуляторы тех.воды.

При увеличении расхода по датчику VF40,50,60F01 более 3050 м$^3$/час, или при падении расхода менее 2650 м$^3$/час, регуляторы расхода тех.воды VFC01,VFC02,VFC03 переходят в дистанционное управление.

Аппаратура автоматического регулирования установлена на панелях, расположенных в помещениях автоматики соответствующих систем безопасности. Управление регуляторами осуществляется с БЩУ и РЩУ, при этом аппаратура выбора режима управления, указатели положения регулирующего органа размещены на тех же панелях си

стем безопасности, на которых находится аппаратура управления оборудованием систем безопасности.

Кроме автоматического управления предусмотрено дистанционное индивидуальное управление насосами и электрифицированной арматурой с БЩУ и РЩУ.

Ключи управления оборудованием размещены на панелях безопасности, на которых размещены также лампы сигнализации положения упомянутого оборудования, индивидуальные средства контроля технологических параметров, объем которых достаточен для ведения аварийного режима в условиях неработоспособного состояния УВС, а также размещены табло аварийной, предупредительной и вызывной сигнализации.

Все приборы контроля, управления и сигнализации системы размещены на панелях HY20,22,24 для I, II, III каналов системы соответственно. Табло сигнализации "Пневмоарматура не открыта" (общее для всей пневмоарматуры канала безопасности) находится на панели HY20,22,24 для I, II, III каналов соответственно.

# Эксплуатация системы техводы VF

Система функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации включая пуск и останов блока, а также во всех аварийных режимах. Основным режимом работы системы техводы группы "А" является длительный режим нормальной эксплуатации. В каждой подсистеме QF10,20,30 в работе постоянно находится один насос техводы (НТВ), второй в горячем "резерве" и включается в работу при необходимости по АВР или вручную.

Перед началом разогрева энергоблока, в процессе разогрева, при работе на мощности и расхолаживании должны быть работоспособны все три канала системы техводы ответственных потребителей, в том числе:

- все насосы каждого канала системы;
- все баки аварийного запаса технической воды, уровень воды в баках должен быть 3900+200 мм;
- расход воды через ТАР 3000 т/час;
- должны быть работоспособны КИП, регуляторы, ТЗиБ.

Допускается вывод в ремонт одного канала системы на срок не более 72 часов. При необходимости вывода канала системы в ремонт на время более 72 часов, реакторная установка должна быть переведена в состояние "холодный останов".

Порядок подключения и отключения отдельных потребителей системы техводы VF (оборудование реакторного цеха, ЛВТХ, турбинного цеха) определяется действующими инструкциями по эксплуатации систем, в которые входят данные потребители.

На напоре техводы в каждом канале параллельно потребителям (на байпасе) установлен регулирующий клапан, который работает по программе поддержания постоянного расхода воды через теплообменник CA03 во всех режимах работы блока 3000 м$^3$/час.

Автоматически регулируемый байпас позволяет подавать постоянный расход на теплообменник CA03, установленный на сливной магистрали после всех других потребителей техводы.

Постоянный непрерывный расход через теплообменник CA03 обеспечивает надежность охлаждения теплообменника CA03 в аварийных режимах, так как исключает операцию по подключению теплообменника. Контроль за работой системы техводы производится:

- ВИУРом по форматам VF10M, VF20M, VF30M на дисплеях РМОТ;
- ОРО и дежурным персоналом ЛВТХ путем периодического осмотра трубопроводов и потребителей два раза в смену в обстройке.

При осмотре и контроле по месту оборудования системы техводы VF необходимо обращать особое внимание на следующие моменты:

- отсутствие течей трубопроводов и фланцевых соединений;
- состояние КИП и их показания;
- состояние оборудования, арматуры, предохранительных клапанов, крепежа и подвесок.

Результаты осмотров необходимо фиксировать в оперативной документации. Выявленные во время работы, обходов дефекты фиксируются в журнале дефектов на рабочем месте ИЭРО.

При росте температуры охлаждающей воды после потребителей необходимо произвести воздухоудаление из трубопроводов и потребителей и, при необходимости, отрегулировать расход техводы на потребитель вентилем на сливном трубопроводе.

Температуру охлаждающей воды необходимо поддерживать в пределах от +15 $^0$C до +33 $^0$C. Контроль за температурой воды производится в водоприемнике насосной станции технической воды.

Превышение максимальной температуры недопустимо по условиям обеспечения требуемого температурного режима потребителей, снижение температуры техводы менее 15 $^0$C недопустимо по условиям обеспечения прочности корпуса реактора вследствие возможности заброса в I контур теплоносителя из теплообменника аварийного расхолаживания с температурой менее допустимой.

Так как проектом системы техводы предусмотрена нижняя граница по температуре техводы +5 $^0$C, необходима разработка дополнительных технических мероприятий по обеспечению не снижения температуры техводы менее +15 $^0$C.

Давление воды на напоре насосов техводы в нормальном режиме эксплуатации должно быть в пределах 4-6 кгс/см$^2$ для обеспечения проектных параметров работы оборудования и трубопроводов как системы техводы, так и потребителей.

Запрещается эксплуатация системы при неисправных КИПиА и при неработающих ТЗиБ.

Объем в баках аварийного запаса техводы должен быть не менее 80 м$^3$ для исключения опорожнения системы при перерывах в работе насосов техводы (например, при обесточении АЭС).

Запрещается эксплуатация системы при увеличении активности техводы более $5*10^{-10}$ Ku/л для недопущения рапространения радиоактивности за установленные проектом границы и в количествах, превышающих допустимые пределы.

При производстве переходов, связанных с кратковременным срабатыванием бака аварийного запаса техводы VF10(20, 30)B01 (при переходах по насосам техводы, а особенно при опробовании ПСП) необходимо тщательно контролировать открытие и последующее закрытие обратных клапанов VF10(20, 30)S05, связывающих напорную магистраль НТВ с баками аварийного запаса техводы.

В случае непосадки обратного клапана после включения в работу НТВ бак заполнятся до верха, переливной трубопровод не справляется (диаметр напорного трубопровода и обратного клапана Dy600, а переливного трубопровода Dy100) и начнется затопление здания обстройки РО большим расходом.

Особенно это актуально для блоков N$^0$3,4 Балаковской АЭС, на которых указанные выше обратные клапана VF10(20, 30)S05 оснащены указателями положения, которые имеют механическую связь с “языком” клапана, что в определенном смысле увеличивает вероятность их непосадки.

Как уже указывалось, на общем сливном трубопроводе со всех потребителей установлен теплообменник аварийно-планового расхолаживаия. Вследствие этого он постоянно подключен, расход техводы через него равен 3000 м$^3$/час, то обеспечивает надежность охлаждения теплообменника САО3 в аварийных режимах, так как исключается операцию по подключению теплообменника.

Однако в связи с большой площадью разделительной перегородки в камере техводы этого т/о в режимах заполнения систем техводы с большими расходами возникает режим гидродинамического “удара”.

Уже несколько раз при плановом вскрытии теплообменников TQ10(20,30)W01 обнаруживаются повреждения сварных швов приварки разделительной перегородки или ее частичный отрыв от корпуса теплообменника.

При развороте опорожненной системы VF необходимо производить запуск насосов QF только на закрытую напорную задвижку с последующим плавным ее открытием шагами с тщательным воздухоудалением.

По опыту эксплуатации при заполнении системы техводы VF необходимо открывать напорную арматуру работающего насоса техводы не более, чем на 10%; такая величина открытия арматуры необходима для исключения ударных нагрузок на оборудование при заполнении системы.

При возникновении гидроударов в трубопроводах техводы необходимо прикрыть напорную задвижку работающего насоса техводы.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы техводы VF

### Событие, происшедшее 13 марта 1991 года на Запорожской АЭС

13 марта 1991 года при работе энергоблока №5 Запорожской АЭС производилось испытание программы ступенчатого пуска механизмов СБ-2 обесточением секции надежного питания. После успешного опробования СБ-2 через 10 минут закрылся БЗОК-2 и сработала аварийная защита реактора по сигналу "Давление в ПГ-3 более 80 кгс/см$^2$". Обнаружено, что бак аварийного запаса техводы 5VF20B01 переполнился из-за несанкционированного поступления воды через незакрывшийся обратный клапан 5VF20S05.

Очевидно, этот клапан открылся после временного обесточения НТВ и затем не закрылся из-за механического дефекта, клапан закрыли расхаживающим устройством. Водой из бака были залиты датчики "Сапфир" контроля давления 2 контура, что вызвало ложное срабатывание АЗ.

### Событие, происшедшее 2 октября 1988 года на Хмельницкой АЭС

2 октября 1988 года во время опробования механизмов 1 канала систем безопасности энергоблока №1 Хмельницкой АЭС (перед пуском блока) прекратился расход воды от насоса техводы ответственных потребителей QF11D01 (после кратковременного перерыва в работе при обесточении эл.двигателя), резервный насос QF11D02 тоже не создал необходимого напора и расхода воды. Принятые меры по выпуску воздуха из насосов не дали положительных результатов, насосы остановлены.

После осмотра через 40 минут произведен повторный запуск СБ-1 по сигналу обесточения. Через 20 минут работы аварийно отключился ДГ-1 с сигнализацией "перегрев воды внутреннего контура". При более детальном обследовании оборудования техводоснабжения на РДЭС-1 обнаружено, что вращающаяся сетка в аванкамере на всасе НТВ забита мусором. Установлено, что в течение 9 месяцев с момента ввода энергоблока в эксплуатацию вращающиеся сетки на всех ячейках РДЭС не прокручивались и не промывались. Эл.схемы сеток находились в разобранном состоянии.

После случившегося была собрана электросхема вращающейся сетки, произведено ее прокручивание и промывка. Все это время QF11D01 находился в работе и напора не создавал. После его останова, выпуска воздуха и его запуска восстановились расход и напор воды.

### Событие, происшедшее 22 апреля 1990 года на Ровенской АЭС

22 апреля 1990 года при работе блока №3 Ровенской АЭС уровень воды в брызгальном бассейне №2 (ББ-2) был максимально высоком при низких уровнях в других бассейнах.

НСБ-3 решил выровнять уровни в брызгальных бассейнах за счет перетока воды из общего сливного коллектора увеличением гидросопротивления сливного трубопровода в брызгальном бассейне №2. Он дал команду дежурному слесарю гидротехнического цеха прикрыть на 10-15% хода одну задвижку на "теплом" сбросе в брызгальные сопла ББ-2 (зимний "холостой" сброс под уровень воды был закрыт из-за теплого сезона). Дежурный слесарь из-за отсутствия четких указателей положения затвора и знаний о реальном времени его хода от эл.привода прикрыл задвижку значительно больше.

Через полчаса на БЩУ прошел сигнал "Уровень в баке техводы", началось открытие-закрытие задвижки на заполнение бака. Посланный на место установки бака обходчик обнаружил подтопление помещения водой, поступающей через неплотности в люке бака. Была закрыта задвижка заполнения бака, но поступление воды через люк продолжалось. Вода попала на датчики типа "Сапфир" на стативе КИП 2 контура, закрылся БЗОК-3 по ложно сформировавшемуся сигналу о разрыве паропровода 2 контура ПГ-3, сработала АЗ реактора по достижении в ПГ-3 давления пара 80 кгс/см$^2$.

Переполнение бака произошло через его переливную трубу (обратным током из сливного коллектора) из-за увеличения давления в сливной магистрали техводы реак

торного отделения, к которой без арматуры подсоединен трубопровод перелива бака техводы. Переполнение бака прекратилось после открытия сливной задвижки в ББ-2.

## Событие, происшедшее осенью 1987 года на Балаковской АЭС

Осенью 1987 года на Балаковской АЭС при резком похолодании наружного воздуха с сильным ветром произошло образование ледяной корки на поверхности брызгальных бассейнов, так как разбрызгивание воды через "теплый" сброс не было своевременно отключено. Поступающая из сопел (сверху) на поверхность льда вода вызвала его погружение и подсос к всасывающим отверстиям труб, лед перекрыл входные отверстия. После полной откачки воды из аванткамер НТВ на РДЭС насосы техводы "сорвало". Энергоблоки были в ремонте. После останова НТВ за несколько часов ледяные пробки растаяли, вода поступила в приямки насосов, система введена в работу.

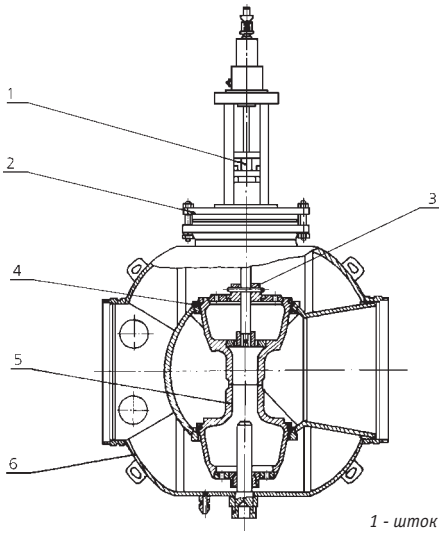
## Событие, происшедшее 17 августа 1996 года на Запорожской АЭС

17 августа 1996 года при работе энергоблока N⁰ 6 Запорожской АЭС на номинальной мощности в режиме нормальной эксплуатации произошло резкое снижение расхода технической воды через теплообменник САО3 с 3000 куб.м/час до 851 куб.м/час по первому каналу системы техводы ответственных потребителей (VF10). Это является признаком прекращения расхода через регулирующий клапан 6VF40S05 (расположен на байпасе Ду600 потребителей РО для поддержания номинального общего расхода через теплообменник САО3). Положение штока этого клапана соответствовало открытому состоянию рабочего органа.

После успешного опробования 2 и 3 каналов СБ 1 канал СБ выведен в ремонт для ремонта регулирующего клапана 6VF40S05. При его вскрытии было выяснено, что непосредственной причиной события явился обрыв четырех шпилек узла крепления "шток - плунжер" регулирующего клапана.

До проведения реконструкции отказы клапанов указанного типа из-за нарушения соединения штока и регулирующего органа имели массовый характер и были зафиксированы на Хмельницкой, Запорожской и Балаковской АЭС. Так, на указанных АЭС за 1988-90 годы было зафиксировано 16 подобных отказов. Коренной причиной всех этих отказов был признан недостаток конструкции узла соединения с рабочим органом клапана.Конструкция клапана типа И68051-500 производства ПО "Пензтяжпромарматура" со старым (до проведения реконструкции) креплением узла "шток-плунжер" показана на рисунке.

После этого была произведена реконструкция узла крепления штока и регулирующего органа (с установкой 4ˣ шпилек) для всех клапанов типа И68051-500, установленных в системах техводы ответственных потребителей на АЭС с ВВЭР-1000. Данный отказ клапана, происшедший 17.08.96 на блоке N⁰ 6 Запорожской АЭС, является первым известным отказом после проведения указанной реконструкции. Станционная комиссия по расследованию предложила в объемах ППР Запорожской АЭС предусмотреть контроль и замену шпилек узла крепления "шток - плунжер" регулирующих клапанов VF40,50,60S05.




*1 - шток*
*2 - крышка*
*3 - узел крепления*
*4 - седло*
*5 - плунжер*
*6 - корпус*

*Клапан регулирующий типа И 68051-500*

# Система продувки-подпитки первого контура ТК

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Объяснить назначение системы продувки-подпитки 1 контура ТК.
- Указать, какие подсистемы входят в состав системы продувки-подпитки ТК.
- Описать устройство и основные характеристики оборудования системы продувки-подпитки ТК:
  - Описать устройство деаэраторов ТК10 и ТК70B01.
  - Описать РТО продувки 1 контура ТК80W01.
  - Описать доохладитель продувочной воды ТК80W02.
  - Описать теплообменники ТК70W01,02.
  - Описать теплообменники ТК11,12W01.
  - Описать охладители гидропяты ПНА ТК21-23W01.
- Нарисовать принципиальную схему системы продувки-подпитки ТК.
- Перечислить автоматические регуляторы, установленные в системе продувки-подпитки ТК.
- Объяснить работу системы продувки-подпитки ТК для изменения концентрации борной кислоты в теплоносителе 1 контура (ввод/вывод бора).
- Нарисовать и объяснить работу узла подачи запирающей воды в уплотнение ГЦН.

## Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы продувки-подпитки ТК

# Назначение системы продувки-подпитки первого контура ТК

Работа реакторной установки невозможна без восполнения очень незначительных, но неизбежных потерь теплоносителя первого контура. Применяемые в унифицированных проектах ВВЭР-1000 главные циркуляционные насосы ГЦН-195М с торцевым уплотнением вращающегося вала требуют организации подачи запирающей воды для охлаждения и смазки уплотнения, а также надежного предотвращения протечек воды первого контура из насоса. Кроме того при работе РУ всегда имеется необходимость осуществлять корректировку ВХР теплоносителя 1 контура и ввод в первый контур различных технологических сред и химических реагентов.

Для выполнения указанных выше задач на блоке АЭС с ВВЭР-1000 имеется система продувки-подпитки. Согласно пункта 3.2.7.1 ТОБ система продувки-подпитки предназначена для:

- изменения концентрации поглотителя нейтронов (борной кислоты) в теплоносителе 1 контура с целью регулирования реактивности по мере выгорания топлива (при изменениях нагрузки, пусках и остановах реактора);
- обеспечения во всех нормальных режимах работы блока требуемого качества теплоносителя 1 контура, величина продувки-подпитки при этом составляет 20-60 тонн/час;
- компенсации неорганизованных протечек теплоносителя 1 контура (до 2 куб.м/час), очистки и возврата в контур организованных протечек (0-2 куб.м/час);
- подачи запирающей воды на уплотнения ГЦН (до 2 куб.м/час на каждый).

При разработке системы продувки-подпитки были учтены следующие основные требования, предъявляемые к этой системе:

- специальными техническим мерами исключить возможность неконтролируемого попадания воды без поглотителя в реактор;
- обеспечить требуемые маневренные характеристики энергоблока, предъявляемые к полупиковым станциям;
- обеспечить плановый выход реактора на мощность, создать необходимую подкритичность при остановах реактора;
- обеспечить функционирование системы во всех режимах нормальной эксплуатации, включая пуск и останов блока;
- разность температур между подпиточной водой и водой первого контура - не более 30 $^0$C,
- обеспечить впрыск в КО при работе на естественной циркуляции в режиме обесточивания теплоносителя 1 контура с расходом 30 м$^3$/час. Разность температур между подпиточной водой и водой в КО не более 70 $^0$C.

Данные требования были определены генеральным проектировщиком РУ на основании потребностей реакторной установки.

Система подпитки-продувки относится к системам, важным для безопасности. В границах герметичной оболочки по линии продувки и от обратного клапана на общей линии подпитки до ГЦК система является системой, важной для безопасности, отказ в этой части может вызвать исходное событие аварии вне гермозоны, так как по трубопроводам транспортируется теплоноситель с активностью $10^{-5}$ Ku/л.

Система функционирует в режимах нормальной эксплуатации, включая переходные режимы блока. В аварийных ситуациях, связанных с разуплотнениями 1 или 2 контуров работоспособность системы по проекту не требуется. В режимах нормальной эксплуатации система обеспечивает вышеперечисленные требования. Критерием выполнения системой своих функций является обеспечение требуемых расходов, температуры, концентрации теплоносителя 1 контура. В этих режимах оборудование и арматура находятся в рабочем положении, т.е. работает один из подпиточных насосов, открыта арматура на линиях продувки и подпитки, введены в работу регуляторы на линиях продувки и подпитки.

Учитывая, что система продувки-подпитки должна непрерывно функционировать в период нормальной эксплуатации энергоблока на мощности, насосные агрегаты продублированы с целью возможности вывода агрегатов на техническое обслуживание и ремонт (рабочий, резервный и ремонтный агрегаты).

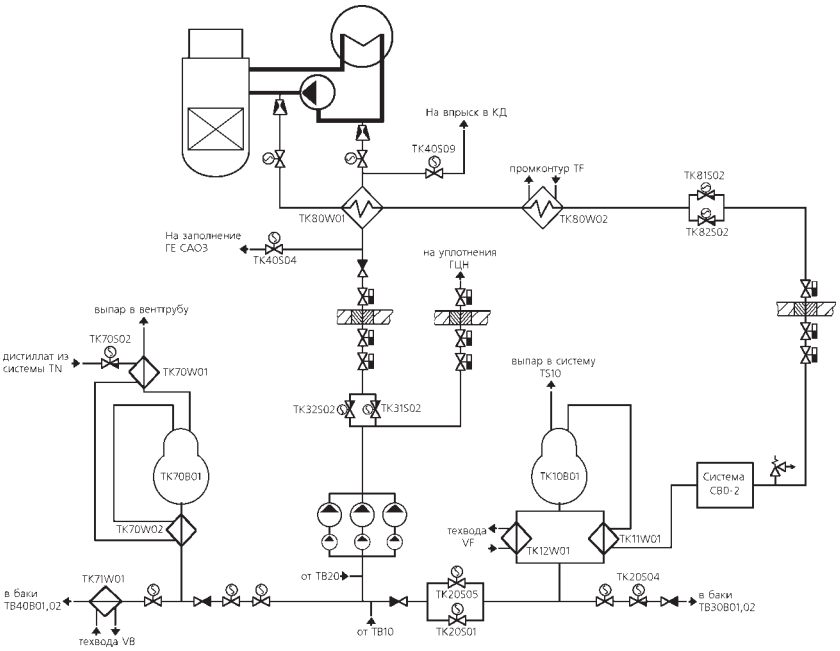
Оборудование системы продувки-подпитки согласно проекта обозначается латинскими буквами ТК.

# Краткое описание системы продувки-подпитки ТК

Принципиальная схема системы продувки-подпитки приведена на рисунке. В состав системы входят следующие подсистемы:

- вывода теплоносителя и продувки 1 контура;
- деаэрации продувочной и подпиточной воды 1 контура;
- подпитки и подачи уплотняющей воды на ГЦН.

*Упрощенная схема системы продувки-подпитки ТК*

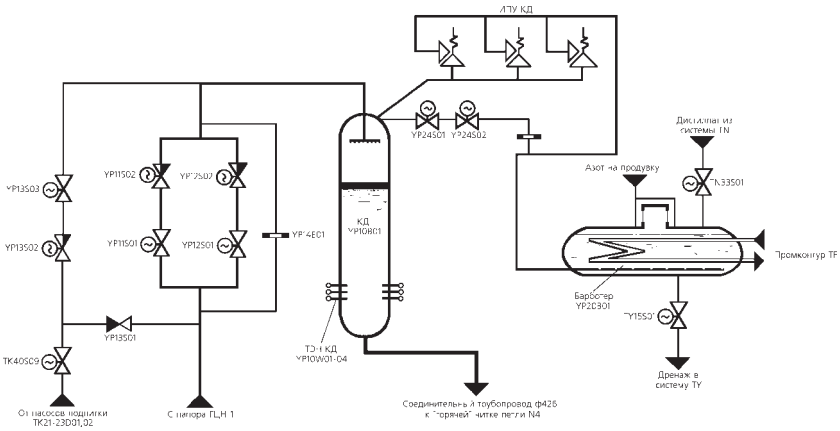



Подсистема вывода теплоносителя и продувки 1 контура включает в себя: трубопроводы продувки 1 контура с регенеративным теплообменником продувки (РТО) TK80W01, на котором имеется линия с дроссельной шайбой TK40E03 для исключения термоопрессовки, доохладитель продувки TK80W02, трубопроводы, запорную и регулирующую арматуру.

Подсистема деаэрации продувочной и подпиточной воды 1 контура включает в себя: деаэраторы подпиточной воды TK10B01 и борного регулирования TK70B01, охладитель подпиточной воды TK11W01, доохладитель подпиточной воды TK12W01, охладители дистиллята TK70W02 и TK71W01, трубопроводы, запорную и регулирующую арматуру.

Подсистема подпитки и подачи уплотняющей воды на ГЦН включает в себя: три подпиточных агрегата TK21-23D01,02, трубопроводы, запорную и регулирующую арматуру. Для обеспечения подачи запирающей воды на ГЦН имеется линия Dy50 с напора подпиточных насосов (перед арматурой TK31,32S01 ). В трубопровод подпитки перед РТО (после обратного клапана TK40S15) через тройник врезан трубопровод Ду50 с арматурой TK40S04 для организации первичного заполнения гидроемкостей САО3 YT11-14B01. В трубопровод подпитки после РТО через тройник врезан трубопровод Ду100 с арматурой TK40S09, который в свою очередь через равнопроходной тройник присоединяется к трубопроводу “тонкого” впрыска ф133х14.

*Система компенсации давления*



Эта линия служит для организации впрыска теплоносителя в КД от подпиточных насосов в том случае, когда впрыск в компенсатор давления с напора ГЦН-1 невозможен или неэффективен.

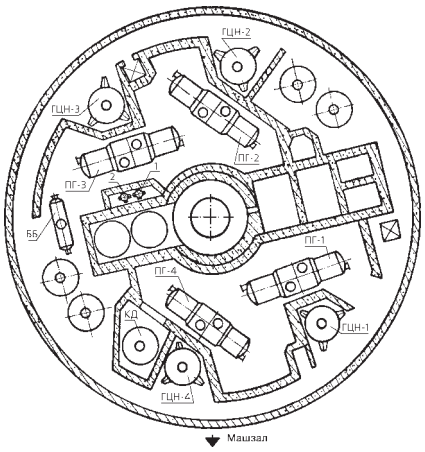
Все подсистемы технологически связаны между собой, а также со следующими системами: организованных протечек 1 контура TY, системой СВО-2 TE, дистиллята TN, сжигания водорода TS10, борного концентрата TB, греющего пара низкого давления RQ, технической водой группы “A” и “B”, промконтура TF, гидроиспытаний и продувки датчиков КИП UE.

На трубопроводах системы продувки-подпитки, проходящих через герметичную оболочку, устанавливается по три быстродействующие пневмоприводные арматуры.

Материалы (основные и сварочные), используемые в системе продувки-подпитки ТК, и их качество соответствуют требованиям действовавших на момент выпуска документации стандартов, технических условий, норм и правил. При выборе материалов учитывались: рабочие параметры системы, свойства среды, коррозионная стойкость материалов в рабочей среде и дезактивирующих растворах.

Исходя из условий работы оборудования, трубопроводов и арматуры в качестве основного конструкционного материала принята коррозионно-стойкая нержавеющая сталь типа 08Х18Н10Т.

*Расположение РТО и доохладителя продувки в гермооболочке (отм. 28.8)*



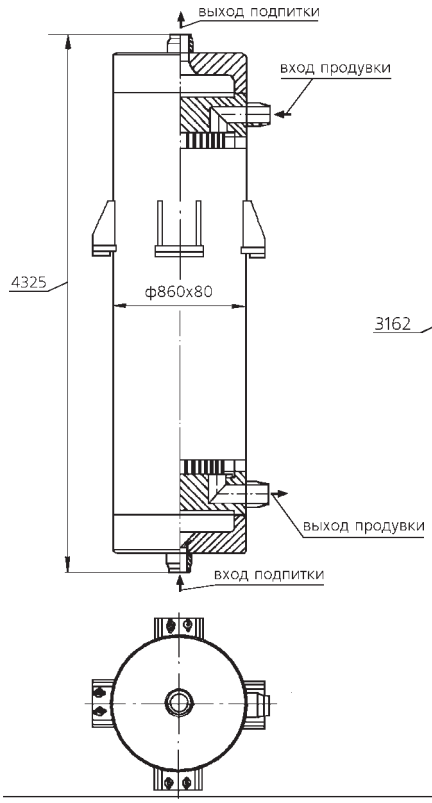

*1 - РТО продувки 1 контура ТК80W01*
*2 - доохладитель продувки ТК80W02*

# Конструкция оборудования системы продувки-подпитки ТК

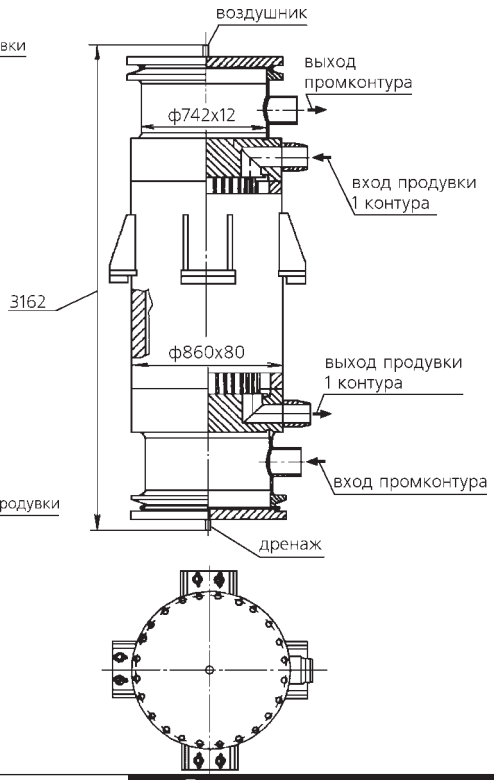
Ввиду большой сложности и специфичности конструкции подпиточных насосных агрегатов ТК21-23D01,02 их устройству (включая маслосистему ПНА) посвящено отдельное пособие, названное “Насосные подпиточные агрегаты ТК21-23D01,02”. Ниже рассматривается устройство всего остального оборудования системы подпитки-продувки.

## Регенеративный теплообменник продувки 1 контура ТК80W01 и доохладитель продувки ТК80W02

*Конструкция регенеративного теплообменника продувки ТК80W01*




*Конструкция доохладителя продувки ТК80W02*




Регенеративный теплообменник (РТО) продувки ТК80W01 предназначен для охлаждения продувочной воды 1 контура и подогрева подпиточной воды за счет регенеративного теплообмена между этими средами. Доохладитель продувки ТК80W02 предназначен для дальнейшего снижения температуры продувочной воды при помощи воды промконтура TF.

Конструктивно РТО ТК80W01 и доохладитель продувки ТК80W02 выполнены аналогично друг другу и отличаются только величиной поверхности теплообмена и исполнением входных и выходных камер по трубному пространству. Оба теплообменника ТК80W01 и ТК80W02 расположены в помещении ГА-408 гермозоны РО.

Каждый из теплообменников представляет собой вертикальный, кожухотрубный, одноходовой по обеим средам аппарат с противоточным движением сред и спиральными теплообменными трубками, закрепленными в двух неподвижных трубных досках. Охлаждаемая среда движется в межтрубном пространстве, а охлаждающая - в трубках.

Материал изготовления теплообменников - нержавеющая сталь марки 08Х18Н10Т, опорных плит, шпилек, гаек М36 и шпо

нок - углеродистая сталь. Поверхность теплообмена выполнена из 65 нержавеющих труб ф18х2 мм в виде 9 рядов змеевиков с горизонтальным шагом по трубкам 19 мм. Высота навивки в ТК80W01 составляет 2565 мм, в ТК80W02 составляет 1026 мм. Скорость прогрева и охлаждения теплообменников согласно паспортам завода-изготовителя не ограничена.

*Технические характеристики РТО ТК80W01*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного пространства* | *подпиточная вода* |
| *Среда межтрубного пространства* | *продувочная вода* |
| *Макс. расход среды трубное/межтрубное, тн/ч* | *80/80* |
| *Расчетное давление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *179/179* |
| *Гидравл. сопротивление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *0,152/0,3* |
| *Поверхность теплообмена, м$^2$* | *106,4* |
| *Номинальная мощность, мВт* | *0,759* |
| *Объем трубное/межтрубное, м$^3$* | *0,415/0,63* |
| *Масса сухого теплообменника, тонн* | *11,8* |

*Технические характеристики доохладителя ТК80W02*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного пространства* | *промконтур* |
| *Среда межтрубного пространства* | *продувочная вода* |
| *Макс. расход среды трубное/межтрубное, тн/ч* | *170/60* |
| *Рабочее давление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *5/160* |
| *Гидравл. сопротивление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *2,32/0,132* |
| *Поверхность теплообмена, м$^2$* | *42,8* |
| *Объем трубное/межтрубное, м$^3$* | *0,5/0,34* |

## Деаэратор подпиточной воды ТК10В01 и деаэратор борного регулирования ТК70В01

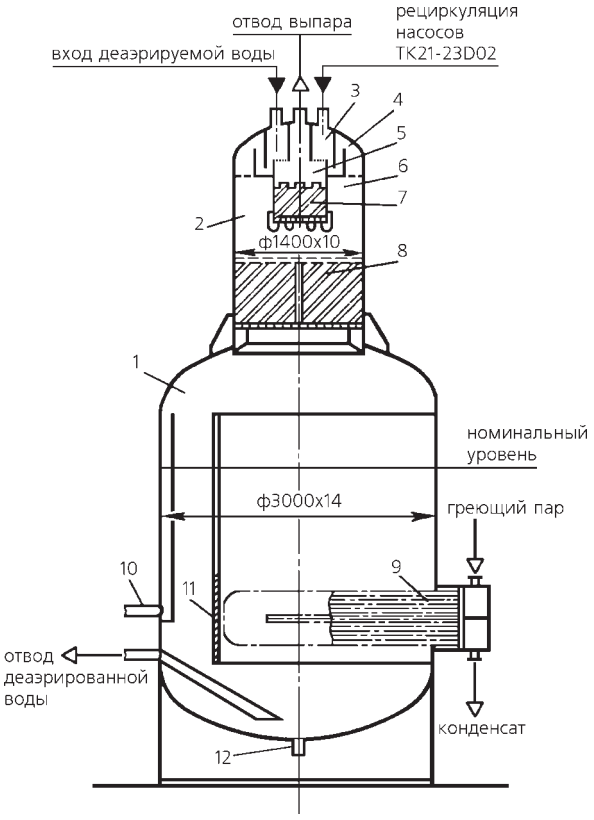
Деаэратор подпиточной воды ТК10В01 расположен в помещении А-423 обстройки РО и предназначен для дегазации подпиточной воды. Деаэратор борного регулирования ТК70В01 расположен в помещении А-424 обстройки РО и предназначен для дегазации дистиллята, подаваемого на всас подпиточных насосов при проведении водообмена теплоносителя 1 контура.

Деаэратор подпиточной воды (ДП) ТК10В01 и деаэратор борного регулирования ТК70В01 (ДБР) по конструкции выполнены абсолютно идентично. Деаэратор состоит из вертикального бака-аккумулятора со встроенным подогревателем и деаэрационной колонкой, установленной на баке. Внутри деаэрационной колонки установкой соответствующих перегородок и распределительных тарелок организованы:

- главная и периферийная распределительная камеры;
- центральная и кольцевая струйные камеры;
- малая и большая насадочные колонны.

*Конструкция деаэратора подпитки ТК10В01*

*1 - вертикальный бак*
*2 - деаэрационная колонка*
*3 - центральная распределительная камера*
*4 - периферийная распределительная камера*
*5 - центральная струйная камера*
*6 - периферийная струйная камера*
*7, 8 - насадочные колонны*
*9 - теплообменник*
*10 - перелив*
*11 - глухой щит*
*12 - дренаж*




Внутри бака-аккумулятора установлены перегородки для организации потоков среды. В нижней части бака-аккумулятора расположен трубный пучок встроенного подогревателя, выполненный из 179 U-образных трубок ф18х2.5 мм, закрепленных в трубной доске. Материал колонки, корпуса и трубной части - сталь 08Х18Н10Т. Изготавливались деаэраторы Барнаульским котельным заводом.

Схема деаэратора на примере ДП ТК10В01 показана на рисунке. В связи с широким диапазоном нагрузок деаэраторов внутри деаэрационной колонки организованы два самостоятельных контура циркуляции для больших и малых потоков.

В каждый контур входят распределительная и струйная камеры и насадочная колонна. Режим работы с расходом до 9 куб.м/час обеспечивается работой малой насадочной колонны, а с большим расходом - работой обеих насадочных колонн.

Таким образом, при малых нагрузках в работе находятся центральные распределительная 3 и струйная 5 камеры и насадочная колонна 7. При полной нагрузке в работу включаются также периферийные распределительная 4 и струйная 6 камеры и насадочная колонна 8. Весь поток деаэрируется, проходя мелкими струйками через струйные камеры и насадочные колонны. Керамические насадки в дополнение к струям обеспечивают равномерность контакта деаэрируемой воды и пара. Поэтому деаэратор обеспечивает хорошую деаэрацию при любой нагрузке.

Стекающая из деаэрационной колонны вода по козырьку направляется в опускной участок внутренней полости бака-аккумулятора, барбо

тируется паром, проходит трубный пучок и выходит во внешнюю полость.

Для подогрева и деаэрации теплоносителя используется пар, генерируемый из воды, находящейся в баке-аккумуляторе. Нагревателем воды служит трубный пучок, в который поступает пар от редукционной установки с давлением около 3 кгс/см$^2$ (от РОУ 14/3 машзала). Высокая степень дегазации и предотвращение повторного растворения в воде выделившихся из нее газов обеспечивается организованным противоточным движением и постоянным контактом восходящего потока пара и нисходящего потока конденсата: сначала в баке-аккумуляторе, затем в насадочных колоннах и струйных камерах.

Деаэратор обеспечивает снижение содержания:

- водорода не менее, чем в 100 раз;
- радиоактивных благородных газов (РБГ) не менее, чем в 10 раз;
- кислорода не менее, чем в 500 раз.

Поступающие в деаэраторы потоки предварительно подогреваются в теплообменниках TK11W01 (ДП), TK70W01 и TK70W02 (ДБР). Выпар деаэратора подпитки направляется в систему дожигания водорода TS10. Поддержание давления в деаэраторах осуществляется за счет подачи греющего пара в подогреватель. В случае отсутствия греющего пара и при падении давления в ДП предусмотрена подача азота для разбавления водорода. Выпар ДБР направляется через охладитель выпара TK70W01 в венттрубу блока.

Допустимая скорость разогрева и расхолаживания деаэраторов TK10B01 и TK70B01 не должна превышать 3 град.С/мин.

*Технические характеристики деаэраторов TK10B01 и TK70B01*

| | |
|---|---|
| *Номинальная производительность, тн/ч* | *70* |
| *Температура деаэрируемой воды, $^0$C* | *104* |
| *Расход выпара при ном. производительность, кг/ч* | *150* |
| *Производительность в аварийном режиме с частичной дегазацией, тн/ч* | *100* |
| *Расчетное давление, кгс/см$^2$* | *5* |
| *Емкость корпуса геометрическая, м$^2$* | *31* |
| *Емкость корпуса рабочая, м$^2$* | *19* |
| *Поверхность теплообмена нагревателя, м$^2$* | *53,5* |
| *Количество теплообменных труб ф18х2,5, шт* | *179* |

## Теплообменники TK11W01, TK12W01,TK21-23W01

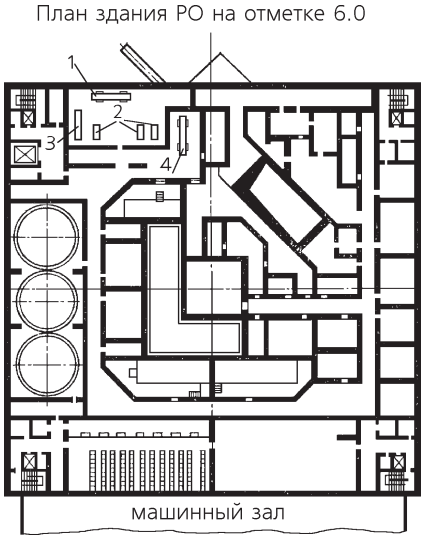
Охладитель подпиточной воды TK11W01, доохладитель подпиточной воды TK12W01 и охладители гидропяты TK21-23W01 выполнены на основе одинаковых по конструкции теплообменников диаметром 325 мм.

Конструктивно теплообменник ф325 представляет собой кожухотрубный противоточный аппарат горизонтального типа с поперечно-продольным обтеканием труб по стороне межтрубного пространства. Теплообменник состоит из следующих основных узлов:

- трубной системы;
- корпуса;
- двух камер (подводящей и отводящей).

*Расположение теплообменников системы ТК на отметке 6.0*

*1 - охладитель подпиточной воды TK11W01*
*2 - охладитель гидропяты TK21-23W01*
*3 - доохладитель подпиточной воды TK12W01*
*4 - охладитель дистилята TK70W02*




Трубная система состоит из двух трубных досок толщиной 40 мм, 127-ми теплообменных труб ф16х1 мм, четырех маяковых труб ф16х1 мм и сегментных перегородок из листа толщиной 6 мм.

Расположение теплообменных труб по треугольнику с шагом 21 мм. Положение труб в корпусе фиксируется сегментными перегородками, расположенными на расстоянии 300 мм одна от другой. Между собой перегородки соединены 4-мя маяковыми трубками, закрепленными в одной из трубных досок.

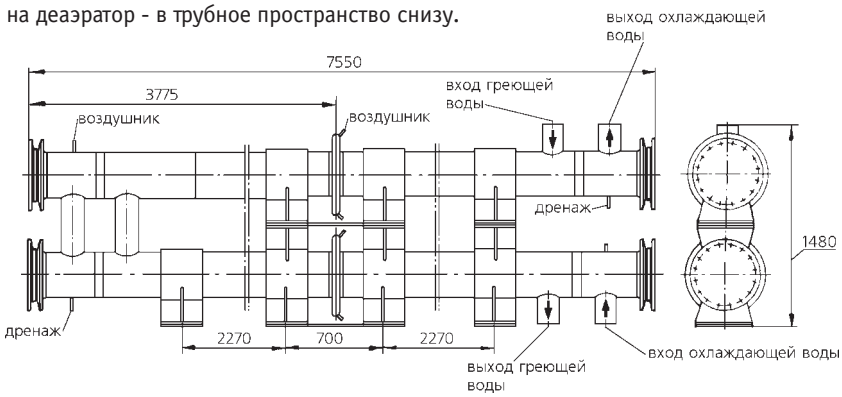
Корпус теплообменника выполнен из двух труб ф325х12 мм, соединенных между собой линзовым компенсатором. Материал изготовления теплообменников - нержавеющая сталь марки 08Х18Н10Т (или сталь 12Х18Н10Т, кроме трубных решеток и теплообменных труб), опор - углеродистая сталь.

Теплообменники диаметром 325 мм выполняются 2-х типов разной длины: в исполнении ф325 и ф325-01.

Охладитель подпиточной воды TK11W01 расположен в помещении А-319 на отметке 6.6 обстройки РО. Служит для охлаждения подпиточной воды 1 контура, поступающей из деаэратора в систему подпитки, и регенеративного подогрева очищенной продувочной воды 1 контура, поступающей в деаэратор. Состоит из 2-х теплообмен

ников ф325 (его обозначение 2ф325), соединенных последовательно и расположенных один под другим. Вода из ТК10В01 подается в межтрубное пространство сверху; на деаэратор - в трубное пространство снизу.

*Общий вид теплообменника ТК11W01 типа 2ф 325*



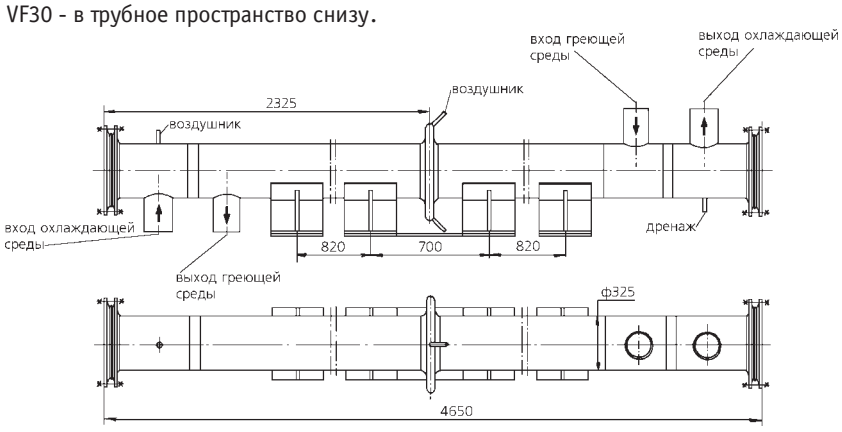

В соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя (08.8118.032 ИЭ ВНИИАМ Таганрогского завода "Красный котельщик") допустимая разность температур охлаждаемой и охлаждающей сред допускается до 150 градусов С. Скорость изменения температур охлаждаемой и охлаждающей сред не ограничена.

*Технические характеристики охладителя ТК11W01*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного/межтрубного пространства* | *продувочная вода* |
| *Максимальный расход среды, тн/ч* | *60* |
| *Рабочее давление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *2/1,2* |
| *Гидравл. сопротивление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *0,1/0,6* |
| *Поверхность теплообмена, м$^2$* | *82,3* |
| *Емкость трубное/межтрубное, м$^3$* | *0,37/0,604* |
| *Конструктивная поверхность нагрева, м$^2$* | *83,6* |
| *Масса, кг* | *3600* |

Доохладитель подпиточной воды ТК12W01 расположен в помещении А-319 на отметке 6.6 обстройки РО. Служит для дополнительного охлаждения подпиточной воды 1 контура, поступающей из деаэратора в систему подпитки, при помощи 3 канала технической воды группы "А" VF30. Выполнен из одного теплообменника ф325-01. Вода из ТК10В01 подается в межтрубное пространство сверху; техвода группы "А" VF30 - в трубное пространство снизу.

*Общий вид теплообменника ТК12W01 типа ф325-01*




*Технические характеристики доохладителя ТК12W01*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного пространства* | *техвода группы "А"* |
| *Среда межтрубного пространства* | *продувочная вода* |
| *Расход среды трубное/межтрубное, тн/ч* | *110/40* |
| *Рабочее давление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *3,1/1,2* |
| *Гидравл. сопротивление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *1,0/0,6* |
| *Поверхность теплообмена, м$^2$* | *22,65* |

Охладители гидропяты ТК21-23W01 расположены в помещении А-319 на отметке 6.6 обстройки РО. Служат для охлаждения воды, поступающей из гидропяты подпиточных насосов, при помощи соответствующего канала технической воды группы "А". Выполнены, как и доохладитель подпиточной воды ТК12W01, из одного теплообменника типа ф325-01. Вода из гидропяты подпиточных насосов поступает в межтрубное пространство сверху; техвода группы "А" - в трубное пространство снизу.

*Технические характеристики охладителей гидропяты ТК21-23W01*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного пространства* | *техвода группы "А"* |
| *Среда межтрубного пространства* | *подпиточная вода* |
| *Расход среды трубное/межтрубное, тн/ч* | *15/менее 5* |
| *Рабочее давление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *2/1,2* |
| *Поверхность теплообмена, м$^2$* | *22,65* |
| *Масса охладителя, заполненного водой, кг* | *1650* |

## Охладитель выпара деаэратора борного регулирования TK70W01

Охладитель выпара деаэратора борного регулирования TK70W01 расположен в помещении A-424 обстройки PO и предназначен для подогрева дистиллята перед подачей в деаэратор TK70B01 и конденсации выпара деаэратора с отводом конденсата на колонку деаэратора TK70B01.

Конструктивно охладитель выпара деаэратора TK70W01 представляет собой кожухотрубный односекционный теплообменник с U-образными нержавеющими трубками ф18х1,5, где дистиллят поступает в трубы, выпар деаэратора - в межтрубное пространство. Конденсат выпара через трубопровод Ду10 сливается обратно в деаэратор.

*Технические характеристики охладителя выпара TK70W01*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного пространства* | *дистиллят* |
| *Среда межтрубного пространства* | *выпар деаэратора* |
| *Расход среды трубное/межтрубное, тн/ч* | *30/2,5* |
| *Рабочее давление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *29/7,5* |
| *Поверхность теплообмена, м$^2$* | *18* |
| *Емкость трубное/межтрубное, л* | *90/140* |
| *Сухой вес, кг* | *990* |

## Охладитель дистиллята TK70W02

Охладитель дистиллята TK70W02 расположен в помещении A-326 обстройки PO (коридор на отметке 6.6 между помещениями A-320 и A-319) и предназначен для подогрева дистиллята перед его подачей в деаэратор TK70B01 и охлаждения дистиллята, поступающего из деаэратора на всас подпиточных насосов за счет регенеративного теплообмена между этими средами.

Конструктивно охладитель дистиллята TK70W02 выполнен абсолютно аналогично с охладителем подпиточной воды TK11W01.

Таким образом, охладитель дистиллята TK70W02 состоит из 2-х теплообменников ф325, соединенных последовательно и расположенных один под другим. В межтрубное пространство сверху поступает дистиллят от системы TN к деаэратору TK70B01; в трубное пространство снизу поступает дистиллят от деаэратора на всас насосов подпитки.

*Технические характеристики охладителя дистиллята TK70W02*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного/межтрубного пространства* | *дистиллят* |
| *Расход среды трубное/межтрубное, тн/ч* | *30/30* |
| *Рабочее давление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *2/1,2* |
| *Гидравл. сопротивление трубное/межтрубное, кгс/см$^2$* | *0,1/0,6* |
| *Поверхность теплообмена, м$^2$* | *82,3* |
| *Емкость трубное/межтрубное, м$^3$* | *0,37/0,604* |

## Охладитель дистиллята TK71W01

Охладитель дистиллята TK71W01 расположен в помещении A-022 обстройки PO (отметка -4.2) и предназначен для охлаждения дистиллята, поступающего из деаэратора борного регулирования в баки TB401B01,02 при помощи технической воды VB.

Конструктивно охладитель дистиллята TK71W01 представляет собой кожухотрубный односекционный теплообменник. В межтрубное пространство поступает дистиллят, в трубное - техническая вода VB для охлаждения дистиллята.

*Технические характеристики охладителя дистиллята TK71W01*

| | |
|---|---|
| *Среда трубного пространства* | *техвода VB* |
| *Среда межтрубного пространства* | *дистиллят* |
| *Расход среды трубное/межтрубное, тн/ч* | *30/30* |
| *Рабочее давление трубное/межтрубное, кгс/см2* | *16/16* |
| *Поверхность теплообмена, м2* | *12,5* |

# Контроль и управление в системе продувки-подпитки

Для системы продувки-подпитки предусмотрено управление и контроль в объеме необходимом для функционирования системы в режимах нормальной эксплуатации предусмотренных проектом. При этом средства автоматизации приняты в сейсмостойком исполнении.

Для измерений применяются преобразователи типа “Сапфир-22”, термометры сопротивления ТСП-8053 и ТСП-0879, и боромеры типа НАР-Б, для автоматического регулирования применяется аппаратура типа “Каскад-2”.

Основными параметрами для контроля нормального функционирования системы продувки-подпитки является:

- расход продувочной и подпиточной воды, их разность как показатель течи теплоносителя 1 контура;
- уровень в компенсаторе объема;
- качественный состав подпиточной воды;
- концентрация борной кислоты в подпиточной воде;
- температура продувочной и подпиточной воды.

Проектом предусмотрен целый ряд автоматических действий по командам блокировок, основными из которых является: включение агрегатным пуском, т.е. сначала включается маслосистема пускаемого подпиточного насосного агрегата, затем включается предвключенный насос, а затем с проверкой номинальных параметров включается основной насос. При неуспешном включении выбранного агрегата, по схеме АВР включается резервный.

Отключается основной насос продувки-подпитки следующим образом:

- оператором;
- давлением на напоре насоса < 23 кгс/см$^2$ с проверкой включенного положения насоса;
- температурой на всасе подпиточного насоса > 75 $^0$C;
- расходом насоса > 70 м$^3$/ч;
- давлением масла в конце масляной магистрали < 0,35 кгс/см$^2$;
- давлением воды на всасе основного насоса < 4,8 кгс/см$^2$;
- при давлении в I контуре > 35 кгс/см$^2$ и температуре теплоносителя I контура < 100 $^0$C.

При отсутствии расхода на линии подпитки автоматически закрывается арматура на линии продувки TK80S01-03 и линии слива из деаэраторов TK20S03-04. Данная арматура запитана от каналов безопасности. При повышении температуры в линии продувки 1 контура после доохладителя TK80W02 выше 100 $^0$C происходит автоматическое закрытие арматуры на линии продувки TK80S01-03. При возникновении сигнала А3 предусматривается закрытие арматуры на линии подачи дистиллята от деаэратора борного регулирования на всас подпиточных насосов TK70S11,14, арматуры на линии слива из деаэраторов TK20S03-04, и арматуры подачи дистиллята в ДП TK13S01,03.

Переключение арматуры при работе в разных технологических режимах происходит автоматически по технологическим параметрам.

Проектом предусматривается автоматическое регулирование следующих технологических параметров:

- перепада давления на уплотнения ГЦН;
- давления в деаэраторе продувки-подпитки;
- уровня в деаэраторе подпитки в нормальном, а также и режимах заполнения и борного регулирования;
- уровень в деаэраторе борного регулирования.

Также предусматриваются двухрежимные регуляторы:

- уровня в компенсаторе давления (штатный и пусковой);
- давления перед клапанами продувки (в режиме гидроиспытаний) и расхода продувочной воды;
- перепада давления между напорным трубопроводом подпиточных насосов и давлением в I контуре и расхода подпиточного насоса;
- давления в деаэраторе борного регулирования и давления в деаэраторе продувки-подпитки.

Индивидуальное управление регулирующими органами осуществляется с БЩУ, где располагаются аппаратура выбора режима управления - автоматическое, дистанционное, команд оператора - открыть, закрыть, указатели положения регулирующих органов, а также сигнализация, показывающая по какой программе регулирования работает регулятор.

Аппаратура управления агрегатами и арматурой, кроме отсечной, находятся в индивидуальных для каждого агрегата шкафах, расположенных в неоперативном контуре БЩУ. Аппараты управления отсечной арматурой, реализующих команды СА03, размещены в специальных шкафах, находящихся в помещениях соответствующих

систем безопасности. Управление этой арматурой выполнено по схеме 2 из 4-х для каждого канала СБ. Сигнализация положения отсечной арматуры выведена на панели безопасности БЩУ и РЩУ.

Для контроля за оборудованием в условиях нормальной работы энергоблока на дисплей РМОТ выведена необходимая информация по положению арматуры и механизмов, а также в цифровом виде - по основным технологическим параметрам. Кроме того, на дисплей РМОТ выведена сигнализация отклонения параметров, аварийного отключения механизмов, а также хода и останова арматуры в промежуточном положении. С помощью УВС реализован также ряд сервисных функций, включая КЗБ, РВП и РТС.

К числу решений, направленных на выявление отказов и их своевременное устранение, относятся следующие решения проекта:

- контроль электропитания, появление “земли” в цепях УКТС;
- контроль рассогласования аналоговых сигналов на срабатывание многоканальных блокировок;
- реализация на УВС функций КЗБ, РВП, РТС.

# Работа системы продувки-подпитки

Подпитка первого контура осуществляется от постоянно работающего подпиточного агрегата TK21(22,23)D01,02. Подпитка производится центробежными подпиточными насосами производительностью 10-60 $м^3/ч$ и напором до 200 $кгс/см^2$ (19,6 МПа). В номинальном режиме работает один подпиточный насос. В случае выхода из строя работающего насоса, автоматически осуществляется запуск резервного насоса.

Поддержание перепада давления между давлением на напоре подпиточных насосов и давлением в первом контуре осуществляется гидромуфтой подпиточного насоса, работающей по программе поддержания заданного перепада давления между напором насоса и первым контуром (около 30 $кгс/см^2$). В напорной магистрали подпиточных насосов предусматривается постоянный автоматический контроль концентрации борной кислоты.

Подогреваясь в РТО TK80W01 подпиточная вода направляется в 1 контур в “холодные” нитки ГЦК на всас ГЦН во все 4 петли. Штуцер каждой врезки в ГЦК снабжен специальным сужающим устройством, которое позволит ограничить течь из 1 контура в случае разрыва трубопровода.

Для снижения температурных напряжений на патрубках подпитки разность температур воды, подаваемой в 1 контур от насосов подпитки после РТО TK80W01 и теплоносителем 1 контура в холодных нитках петель не должна превышать 30 градусов С. Допускается перепад между температурой теплоносителя в холодной нитке и температурой подпиточной воды после РТО TK80W01 до 120 $^0C$ в режиме расхолаживания, при условии работы всех ГЦН с подключенными фильтрами СВО-1. Разность температур между подпиточной водой, впрыскиваемой в КД, при работе на естественной циркуляции теплоносителя 1 контура и водой в КД должна составлять не более 90 градусов С.

Уровень в компенсаторе давления YP10B01 поддерживается в режимах нормальной эксплуатации регулятором YPC02 с воздействием на регулирующие клапаны TK31,32S02, расположенные на напорной магистрали подпитки. В режимах пука-останова уровень в КД поддерживается регулятором YPC03 с воздействием на регулирующие клапаны на напорной магистрали подпитки TK31,32S02.

Для обеспечения функции подачи запирающей воды на ГЦН проектом предусмотрена линия с напора подпиточного насоса до индивидуальных регулирующих клапанов, расположенных в обвязке каждого ГЦН. Борный раствор с необходимым давлением (давление воды в напорной линии подпитки больше давления на напоре ГЦН примерно на 20 $кгс/см^2$) подается в узел уплотнения каждого из ГЦН. Слив запирающей воды производится на всас подпиточных насосов.

Подача запирающей воды от системы продувки-подпитки ТК обеспечивается с превышением давления подводимой непосредственно в уплотнение запирающей воды на всех режимах работы блока на 5...8 $кгс/см^2$ сверх давления на напоре насоса (величина перепада выбрана из условия исключения подмешивания воды автономного контура в линию уплотняющей воды и, как следствие, роста температуры автономного контура и прекращения очистки запирающей воды).

Для исключения перегрева нижнего радиального подшипника ГЦН в аварийных режимах, связанных с нарушением теплоотвода в автономном контуре, предусмотрена

линия подачи запирающей воды в автономный контур с нормально закрытой арматурой ТК51-54S06, которая включается в работу путем открытия соответствующей арматуры оператором с БЩУ или автоматически.

Подачу запирающей воды в уплотнение ГЦН необходимо производить с момента достижения уровня в реакторе отм. 25 м для предотвращения попадания абразивных частиц в уплотнение при заполнении I контура. При потере подачи запирающей воды от системы ТК на уплотнения ГЦН в уплотнение вала подается вода из напорной части ГЦН ( со СВО-1 или трубопровода продувки I контура), которая по байпасу гидроциклона грубой очистки с обратным клапаном охлаждается в холодильнике запирающей воды.

Разделительная ступень уплотнения ГЦН, в этом случае, работает с обратным перепадом давления, т.е. предотвращает протечки из первого контура. Учитывая, что данный режим связан с дополнительным притоком тепла и поступлением воды I контура в уплотнение, то при работе ГЦН допускается перерыв в подаче запирающей воды от системы ТК не более 30 минут. Согласно ТОБ (пункт 3.2.7.1.9.) отсутствие подачи запирающей воды на уплотнение любого ГЦН приведет к возникновению течи 1 контура через уплотнения примерно через 10 часов.

Продувка 1 контура осуществляется из петель №2 и №3 из “холодных” ниток ГЦК с напора ГЦН (для блока №4 продувка 1 контура осуществляется из “холодных” ниток всех 4$^{x}$ петель). Продувочная вода от петель ГЦК собирается в общем коллекторе, охлаждается в РТО ТК80W01 за счет регенеративного теплообмена с подпиточной водой и доохладителе ТК80W02 водой промконтура до температуры 40-50 $^{0}$С. После охлаждения продувочная вода направляется на СВО-2 через регулирующие клапаны ТК81,82S02.

Расход продувки (15-25 тонн/час) автоматически поддерживается регулятором ТКС01 с воздействием на регулирующие клапаны ТК81,82S02. После СВО-2 очищенная вода подается в ДП ТК10B01 и далее на всас подпиточных насосов.

Организованные протечки из бака-приямка TY20B01 насосами TY21(22,23)B01 через фильтры СВО-2 (или по байпасу фильтров TE00S04) направляется в ДП, деаэрируются, охлаждаются и далее поступают на всас подпиточных насосов, которыми они возвращаются в 1 контур.

Компенсация неорганизованных протечек 1 контура производится за счет подачи в деаэратор подпитки ТК10B01 дистиллята либо борного концентрата. Регулирование подачи в ДП дистиллята от насосов TN21(22,23)D01 осуществляется оператором либо регулятором ТКС13 с воздействием на регулирующий клапан ТК13S02. Регулирование подачи в ДП борного концентрата от насоса TB30D01 (либо по перемычке от TB30D01-02) осуществляется оператором либо регулятором ТКС14 с воздействием на регулирующий клапан ТК14S02.

Как мы уже указали ранее, система продувки-подпитки используется для борного регулирования. Борное регулирование предназначена для компенсации медленных изменений реактивности и поддержания реактора в критическом состоянии при ксеноновом отравлении в режиме сброса нагрузки, а так же для изменения концентрации борной кислоты в режимах пуска и останова блока.

Борное регулирование является основной частью системы управления реактора и позволяет изменять концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура со скоростью 15-20% в час от текущей концентрации бора. При возникновении сигнала А3 в любом режиме закрывается арматура ТК70S11,14 на линии подачи дистиллята от деаэратора борного регулирования на всас подпиточного насоса и арматура ТК13S01,03 на подпитку ДП чистым дистиллятом.

Сочетание борной системы регулирования с механической позволяет улучшить маневренные характеристики блока. Оборудование реакторной установки и применяемое оборудование системы продувки-подпитки допускает возможность их использования в маневренных блоках.

В режиме ввода бора в 1 контур борная кислота концентрацией 40 гр/кг подается на всас подпиточных агрегатов от насосов борного концентрата TB10D02-04 с расходом до 60 м$^{3}$/час. Теплоноситель, выводимый из 1 контура по линии продувки через фильтры СВО-2 подается в ДП ТК10B01, откуда сбрасывается в баки боросодержащей воды TB30B01-02. Уровень в деаэраторе подпитки в этом режиме поддерживается регулятором ТКС20, воздействующим на регулирующий клапан ТК20S04, установленный на линии слива из ТК10B01 в TB30B01-02.

В режиме вывода бора из 1 контура дистиллят с расходом до 60 м$^{3}$/час поступает в деаэратор борного регулирования ТК70B01 и далее на всас подпиточных агрегатов.

Уровень дистиллята в ДБР ТК70B01 поддерживается регулятором ТКС71 с воздействием на регулирующий клапан ТК70S02. Теплоноситель, выводимый из 1 контура

по линии продувки через фильтры СВО-2 подается в ДП ТК10В01, откуда сбрасывается в баки боросодержащей воды ТВ30В01-02. Уровень в деаэраторе подпитки в этом режиме поддерживается регулятором ТКС20, воздействующим на регулирующий клапан ТК20S04, установленный на линии слива из ТК10В01 в ТВ30В01-02.

В процессе нормальной эксплуатации, когда вывод борной кислоты из 1 контура не производится, через деаэратор борного регулирования ТК70В01 предусмотрена циркуляция дистиллята без добавки бора для поддержания деаэратора в горячем резерве.

Гидроиспытания 1 контура подпиточным агрегатом проводятся с помощью регулятора ТКС02, который в автоматическом режиме поддерживает необходимое давление в 1 контуре, воздействуя на регулирующие клапаны ТК81,82S02, расположенные на линии продувки 1 контура.

Во всех режимах работы системы подпитки-продувки 1 контура давление в ДП и ДБР поддерживается регуляторами на греющем паре соответственно ТКС10, ТКС12,ТКС70 с воздействием на регулирующие клапаны ТК10S05,ТК70S05. В настоящее время в инструкциях по эксплуатации систем продувки-подпитки всех блоков Балаковской АЭС записано, что разрешается работа ДП ТК10В01 не в паровом режиме в течение времени, определяемом руководством реакторных цехов АЭС, при условии непревышения концентрации $O_2$ в теплоносителе 1 контура более допустимого значения 0,05 мг/дм$^3$.

Для обеспечения требуемого уровня готовности элементов системы продувки-подпитки ТК предусматривается контроль за состоянием ее элементов и периодические (по графику) переключения системы на работу от резервного насоса. Периодичность таких переключений 1 раз в месяц. Во время контроля элементы не теряют способности выполнять возложенные на них функции, так как этот контроль не приводит систему в неработоспособное состояние.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем продувки-подпитки ТК

### Событие, происшедшее 1 января 1996 года на Запорожской АЭС

01.01.96 года энергоблок N$^0$4 Запорожской АЭС работал на мощности 920 МВт (эл). Технологические системы и оборудование находились в соответствии с "Технологическим регламентом". В 18:20 в связи с понижением давления в гидроемкостях САО3 до 57,3 кгс/см$^2$ были начаты работы по бланку переключений по подпитке ГЕ САО3 азотом. Давление в ГЕ САО3 было восстановлено в 19:01.

ВИУР по распоряжению НСБ дал команду дежурному электрослесарю (ДЭС) ЦТАИ закрыть локализующую пневмоарматуру ТР60S01,S03 на линии подачи азота высокого давления к ГЕ САО3 в шкафу УКТС HV069, место 3.

В 19:06:28 ДЭС ошибочно закрыл быстродействующую локализующую пневмоарматуру слива уплотняющей воды из ГЦН ТК60S01 нажатием кнопки на блоке управления задвижкой в шкафу УКТС HV069, место 22. По факту "не открыто" пневмоарматуры ТК60S01 на БЩУ засветилось табло вызывной сигнализации 1 канала СБ "Пневмоарматура не открыта" и сработал ревун. Лампочка сигнализации закрытого положения ТК60S01 не загорелась.

В 19:07:02 - 19:07:07 отключились ГЦН-3,2,4 действием защит по повышению давления запирающей воды более 3 кгс/см$^2$. В 19:07:08 персонал определил причину формирования сигнала "Пневмоарматура не открыта" и ключем взвода с БЩУ открыл ТК60S01, однако в это же время сформировался сигнал АЗ по отключению 3$^x$ из 4$^x$ работающих ГЦН при нейтронной мощности реактора более 5%. АЗ сработала без замечаний в соответствии с проектом.

### Событие, происшедшее в 1989 году на АЭС Козлодуй (Болгария)

Согласно информационного сообщения на энергоблоке N$^0$ 5 АЭС "Козлодуй" (Болгария) произошло повреждение трубной системы доохладителя продувки 1 контура ТК80W02.

В ходе работы комиссии по расследованию данного нарушения было выявлено, что при работе энергоблока на мощности произошло ложное закрытие быстродействующей пневмоотсечной арматуры на линии продувки 1 контура ТК80S01,02,03. При вводе в работу линии продувки 1 контура СИУР произвел открытие пневмоотсечной арматуры ТК80S01,02,03 при открытых регуляторах продувки ТК81,82S02 (и задвижках ТК81,82S01). Указанные действия вызвали явление типа гидравлического "удара" и вызвали повреждение трубной системы доохладителя продувки 1 контура ТК80W02.

Следует указать, что подобные действия оказывают крайне негативное воздействие на весь тракт продувки 1 контура, включая СВО-2, поэтому перед открытием пневмоарматуры на линии продувки 1 контура после ее посадки (например действием защиты TKF04,05 (I, II, III) необходимо дистанционно закрыть регулирующие клапаны ТК81,82S02.

## Событие, происшедшее 15 августа 1989 года на Запорожской АЭС

15.08.89 года энергоблок №4 Запорожской АЭС работал на номинальной мощности. Технологические системы и оборудование находились в соответствии с "Технологическим регламентом".

СИУР энергоблока №4 производил небольшое уменьшение концентрации борной кислоты в 1 контуре путем кратковременного подключения деаэратора борного регулирования 4TK70B01 ко всасывающему коллектору насосов подпитки (ПНА) 1 контура. После подключения ДБР 4TK70B01 ко всасывающему коллектору ПНА деаэратор подпитки 4TK10B01 был отключен от насосов подпитки 1 контура закрытием арматуры ТК20S01,05.

По окончании ввода дистиллята в 1 контур СИУР начал обратный процесс по подключению ДП 4TK10B01 к насосам подпитки 1 контура и отключению ДБР 4TK70B01, но приостановил его. После перерыва (причиной перерыва был телефонный разговор) он возобновил переключение сразу с закрытия арматуры 4TK70S11,14 от ДБР 4TK70B01 (хотя арматура ТК20S01,05 от ДП 4TK10B01 так и осталась закрытой).

Таким образом насосы подпитки оказались отключенными от обоих деаэраторов, через 2 минуты давление на всасе работающего подпиточного насоса уменьшилось до 4,8 кгс/см$^2$, что вызвало его аварийное отключение защитой. Действием АВР включился резервный подпиточный насос, который был сразу же отключен этой же защитой. Автоматически закрылись пневмоклапаны 4TK80S01-03 на линии продувки 1 контура по факту отсутствия расхода подпиточной воды.

СИУР в растерянности закрыл арматуру на сливе уплотняющей воды со всех ГЦН. Через несколько секунд перепад давления запирающей воды на 1 ступени ГЦН-3 снизился до 5 кгс/см$^2$, что вызвало его аварийное отключение. По этой же причине отключились остальные ГЦН, сработала АЗ реактора.

## Событие, происшедшее 5 сентября 1989 года на Южно-Украинской АЭС

5.09.89 года энергоблок №2 Южно-Украинской АЭС выведен на мощность 38% Nном (электрическая нагрузка 340 мВт). В связи с глубоким погружением регулирующей группы ОР СУЗ в активную зону (положение 28% от низа) произведена кратковременная подача борной кислоты во всасывающий трубопровод насосов подпитки 1 контура: включен насос борного регулирования 2TD70D11 (аналог насосов TB10D02-04), открыт клапан 2TD90S01 (аналог клапанов TB10S24-26) на подаче во всасывающий трубопровод подпитки и немедленно закрыт, отключен насос борного концентрата.

Через 7 минут регулирующая группа ОР СУЗ действием автоматического регулятора мощности реактора АРМ поднята в верхнее положение, показания боромера на напоре подпиточного насоса составляли 20 гр/кг. Посланный на клапан 2TD90S01 оператор установил, что этот клапан открыт на 10%, хотя его сигнализация показывала положение "закрыто", очевидно вследствие этого раствор бора поступал во всасывающий трубопровод подпиточных насосов за счет сифонного эффекта.

В связи со снижением мощности реактора производилась разгрузка турбогенератора, затем он был отключен от сети, падение мощности РУ прекратилось на уровне 0,06% Nном с вводом дистиллята в 1 контур. Через 1,5 часа турбогенератор был снова включен в сеть.

Причиной нарушения в работе энергоблока явилось недозакрытие клапана 2TD90S01 вследствие вывода из работы реле токовой затяжки клапана в период планового ремонта блока. Причина развития инцидента - ослабление контроля за процессом ввода борной кислоты в 1 контур СИУРом.

# Насосные подпиточные агрегаты ТК21,22,23D01,02

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

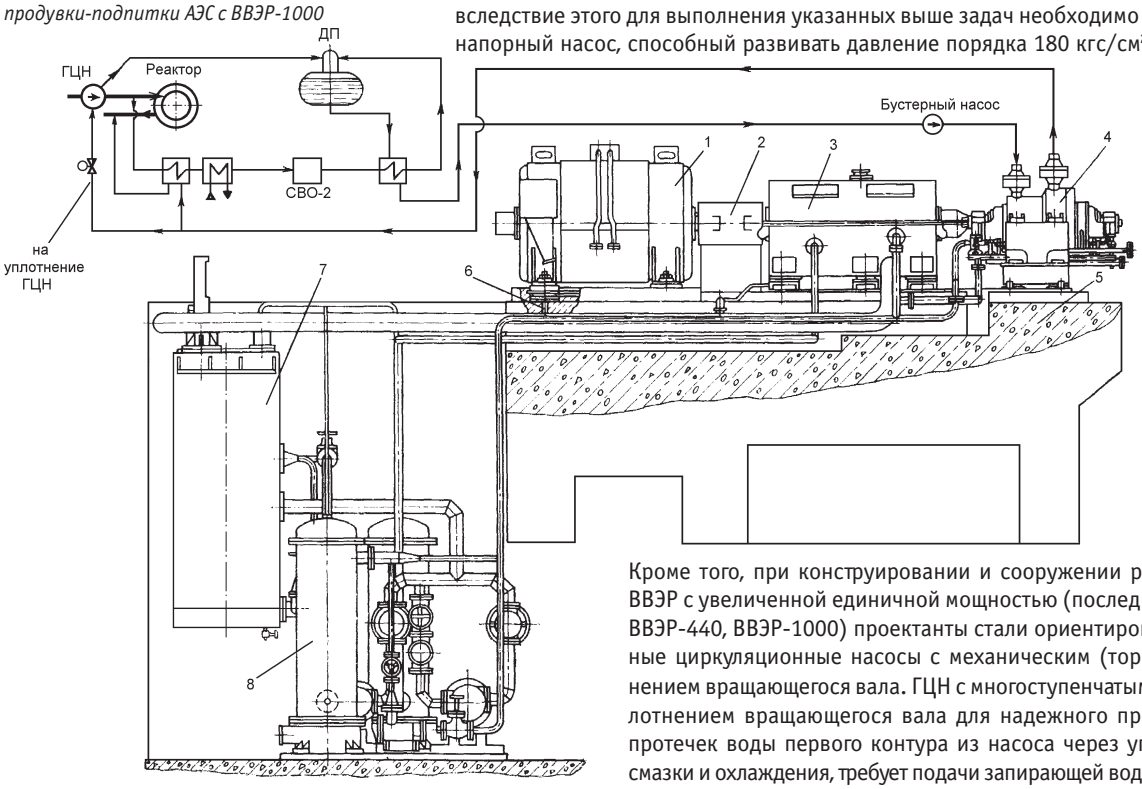
- Объяснить назначение подпиточных насосных агрегатов ТК21-23D01,02.
- Указать, какое оборудование входит в состав каждого насосного подпиточного агрегата.
- Описать устройство и основные характеристики оборудования, входящего в состав каждого насосного подпиточного агрегата:
  - Описать устройство бустерного насоса ТК21-23D01.
  - Описать устройство основного насоса ТК21-23D02.
  - Описать устройство гидромуфты МГ-М-500.
  - Описать конструкцию маслонасосов ТК91-93D01,02.
  - Описать конструкцию теплообменников ТК91-93W01,02.
  - Описать конструкцию маслофильтров ТК91-93N01,02.
- Нарисовать принципиальную схему обвязки подпиточных насосов.
- Описать схему циркуляции масла в маслосистеме подпиточного насоса.
- Перечислить защиты, действующие на отключение подпиточных насосов.

## Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы подпиточных насосов.

# Назначение насосных агрегатов продувки-подпитки 1 контура

Работа реакторной установки невозможна без восполнения весьма незначительных, но неизбежных потерь теплоносителя первого контура. Кроме того при работе РУ всегда имеется необходимость осуществлять ввод в первый контур различных технологических сред. Так как рабочим для 1 контура является давление 160 кгс/см$^2$, то вследствие этого для выполнения указанных выше задач необходимо иметь высоконапорный насос, способный развивать давление порядка 180 кгс/см$^2$.

*Подпиточный агрегат ЦН 60-180 в системе продувки-подпитки АЭС с ВВЭР-1000*




*1 - электродвигатель*
*2 - зубчатая муфта*
*3 - гидромуфта*
*4 - насос*
*5 - железобетонный фундамент*
*6 - анкерный болт*
*7 - маслобак*
*8 - маслоохладитель*

Кроме того, при конструировании и сооружении реакторов типа ВВЭР с увеличенной единичной мощностью (последнее поколение ВВЭР-440, ВВЭР-1000) проектанты стали ориентироваться на главные циркуляционные насосы с механическим (торцовым) уплотнением вращающегося вала. ГЦН с многоступенчатым торцовым уплотнением вращающегося вала для надежного предотвращения протечек воды первого контура из насоса через уплотнение, его смазки и охлаждения, требует подачи запирающей воды под давлением, превышающим давление на нагнетании ГЦН на 5-8 кгс/см$^2$.

Для этих целей в системе продувки-подпитки 1 контура АЭС с реактором ВВЭР-1000 установлены насосные подпиточные агрегаты ТК21(22,23)D01,02.

Насосный подпиточный агрегат 1 контура предназначен для:

- восполнения организованных и неорганизованных протечек первого контура;
- подачи запирающей воды на уплотнения главных циркуляционных насосов;
- расхолаживания компенсатора давления КД при остановленных ГЦН;
- заполнения гидроемкостей САОЗ;
- гидравлических испытаний первого контура на плотность при давлении 200 кгс/см$^2$.

Для выполнения задачи подпитки 1 контура при отдельных возможных повреждениях подпиточных насосов выполнено их резервирование, то есть установлено три насосных подпиточных агрегата.

Подпиточный насосный агрегат допускает перекачку среды следующего качества: радиоактивная до 0,1 кюри/л, деаэрированная вода, прошедшая механическую очистку с содержанием борной кислоты до 40 гр/кг, с допустимым содержанием механических примесей размером не более 100 мкм в количестве не более 0,3 мг/кг; щелочи КОН с содержанием до 40 мг/кг; 2% раствора аммиака. Все эти величины увязаны с нормами ВХР первого контура.

В состав каждого насосного подпиточного агрегата входит следующее оборудование:

- бустерный насос ТК21(22,23)D01;
- основной подпиточный насос ТК21(22,23)D02;
- маслосистема основного подпиточного насоса.

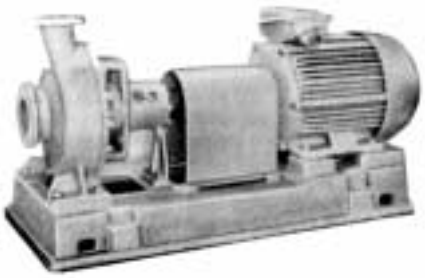
С точки зрения эксплуатации подшипников и электродвигателей подпиточных насосов ТК21-23D01,02 температура в помещениях их установки в обстройке РО А-018/1,2,3 и А-119/1,2,3 не должна превышать 45 $^0$С. Для отвода избыточного тепла, выде

ляемого насосами при их работе имеется рециркуляционная вентсистема TL06D01-03. Проектом предусмотрена установка по одной рециркуляционной установке в каждом помещении А-018/1,2,3. Вентиляционные агрегаты TL06D01-03 должны включаться автоматически при включении соответствующих им подпиточных насосов.

# Бустерный подпиточный насос TK21(22,23)D01

Бустерный (или предвключенный) насос служит для создания подпора на всасе основного подпиточного насоса, что обеспечивает безкавитационную работу последнего. Расположен в помещениях подпиточных насосов А-119/1-3 в обстройке РО.

*Общий вид насоса типа АХ 90/49*

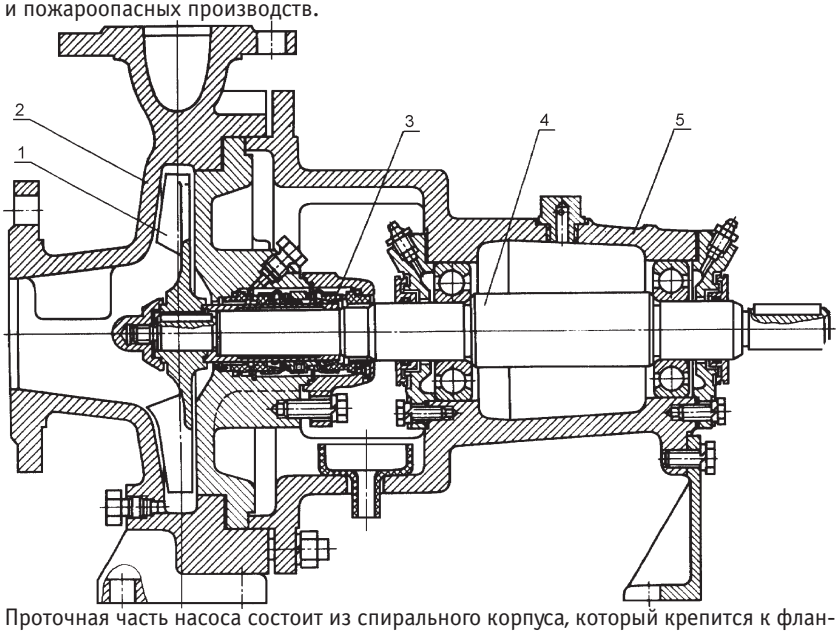


Бустерный насос - одноступенчатый, центробежный, консольный, типа АХ90/49-К-2Г, что означает: А - для перекачивания жидкостей с абразивными примесями; Х - химический; 90 - подача $м^3$/час; 49 - напор, метров; К - исполнение деталей проточной части из стали типа 12Х18Н9Т; 2Г - двойное торцевое уплотнение. Изготавливается Катайским насосным заводом.

Согласно паспортным данным, насос марки АХ90/49-К-2Г предназначен для перекачивания химически активных и нейтральных жидкостей с плотностью не более 1850 кг/$м^3$, вязкостью до $30 \cdot 10^{-6}$ $м^2$/с, содержащих твердые включения размером до 1 мм, объемная концентрация которых не более 1,5% Электронасосный агрегат выполнен в общепромышленном исполнении и не предназначен для взрывоопасных и пожароопасных производств.

*Конструкция насоса типа АХ 90/49*

*1 - рабочее колесо*
*2 - корпус*
*3 - защитная втулка*
*4 - вал*
*5 - кронштейн*




Проточная часть насоса состоит из спирального корпуса, который крепится к фланцу опорного кронштейна, рабочего колеса, насаженного на конец вала, и всасывающего патрубка, присоединенного к спиральному корпусу. Рабочее колесо с тыльной стороны имеет защитный диск. Опоры насоса размещаются на опорном кронштейне, в котором на двух шариковых подшипниках установлен вал насоса. Подшипники закрыты крышками. Смазка подшипников - консистентная, смазку подают через масленки, расположенные на крышках подшипника.

Уплотнение вала в местах выхода его из корпуса осуществляется двойным торцевым уплотнением. Для смазки и охлаждения уплотнения производится подача "своей" воды с напора насоса.

Насос комплектуется двигателем типа А02-84-4 со частотой вращения 1450 об/мин и мощностью 55 КВт. Допустимая температура подшипников двигателя и насоса - 70 градусов. Направление вращения ротора насоса - по часовой стрелке, если смотреть со стороны двигателя.

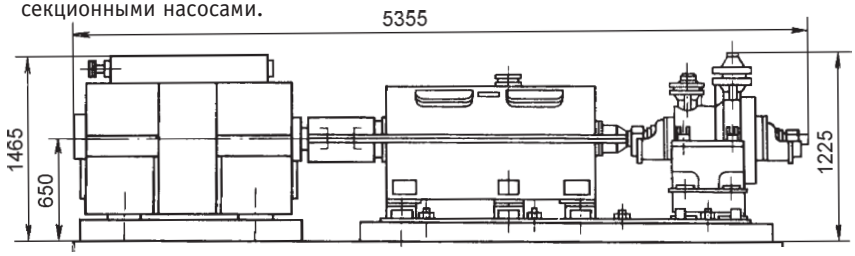
*Техническая характеристика бустерного насоса TK21(22,23)D01*

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Тип насоса | АХ90/49-К-2Г |
| Производительность, куб.м/час | 90 |
| Напор, м.вод.ст | 49 |
| Частота вращения, об/мин. | 1450 |
| Кавитационный запас, м.вод.ст | 4 |
| Мощность электродвигателя, кВт. | 26 |

# Основной подпиточный насос ТК21(22,23)D02

В качестве основного насоса в подпиточном агрегате применяется насос типа ЦН 60-180 изготовления Сумского НПО им.Фрунзе. Для обеспечения безопасности эксплуатации и облегчения сборки и разборки насоса применена двухкорпусная конструктивная схема, которая имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными секционными насосами.

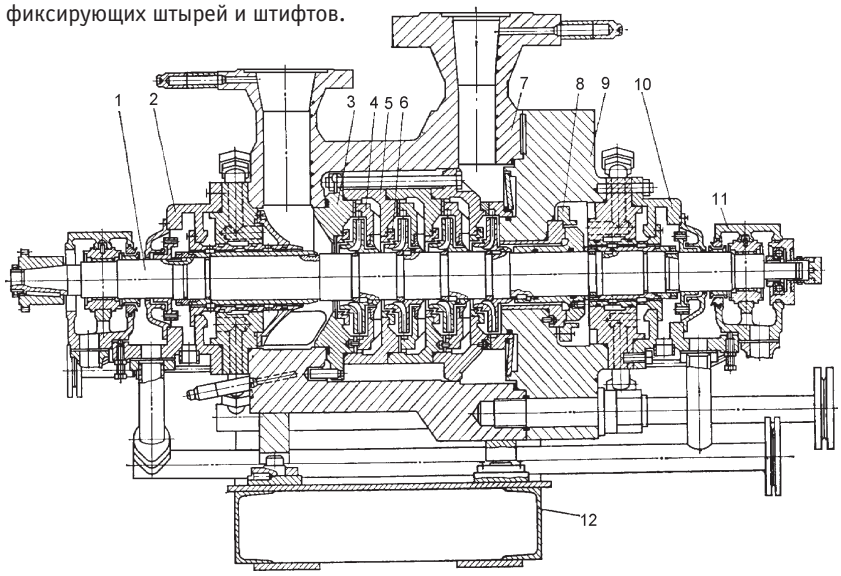
*Общий вид агрегата ЦН60-180*




Насос - центробежный, четырехступенчатый, горизонтальный, двухкорпусной, секционный. Базовой деталью является кованый цилиндрический наружный корпус, установленный на плите. Опорные поверхности лап корпуса расположены в горизонтальной плоскости, проходящей через ось насоса. Крепление лап к плите подвижное, допускающее температурные расширения корпуса. Фиксированное положение оси насоса при тепловом расширении корпуса достигается установкой на плите фиксирующих штырей и штифтов.

*Конструкция насоса ЦН 60-180 (показан с щелевыми уплотнениями)*

*1 - ротор*
*2 - переднее концевое уплотнение*
*3 - внутренний корпус*
*4 - направляющий аппарат*
*5 - секция*
*6 - уплотнительное кольцо*
*7 - наружный корпус*
*8 - гидропята*
*9 - напорная крышка*
*10 - заднее концевое уплотнение*
*11 - подшипник скольжения*
*12 - опорная плита*




В расточках наружного корпуса смонтированы внутренний корпус, напорная крышка с задним концевым уплотнением и переднее концевое уплотнение. Проточная часть насоса состоит из подвода, рабочих колес, посаженных на вал по плотной посадке, направляющих аппаратов, запрессованных в секции. Герметичность стыков секций обеспечивается за счет металлического контакта уплотняющих поясков. Дополнительно в стыках секций установлены уплотнительные резиновые кольца.

Рабочие колеса совместно с направляющими аппаратами и секциями, стянутыми шпильками, и образуют внутренний корпус, который устанавливается в наружный корпус. Между рабочими колесами и секциями расположены уплотнения.

Первоначально в качестве концевых уплотнений вала насосы комплектовались щелевыми уплотнениями с организованным отводом протечек. Протечки через щелевые уплотнения в трех насосах составляли до 15 м$^3$/час, их подготовка к повторному использованию требовала больших затрат. Позднее Сумское НПО им.Фрунзе перешло на применение одинарных импульсных торцевых уплотнений, которые отличаются от обычных торцевых уплотнений специальным профилем рабочих поверхностей пар трения для обеспечения их бесконтактной работы в связи с высокой окружной скорости вращения вала насоса. В настоящее время на основных подпиточных насосах всех блоков Бал.АЭС установлены одинарные импульсные торцевые уплотнения.

Первые эксперименты с импульсными торцевыми уплотнениями для насосов ЦН 60-180 были начаты в 1983 году. К началу 1984 года суммарная наработка экспериментальных уплотнений, установленных на трех испытательных насосах ЦН 60-180 со

ставила 25 тыс. часов; при этом средняя протечка на работающих насосах была равна 0.8 л/час, а на резервных обеспечивалась полная герметичность.

При выборе основных геометрических размеров импульсного уплотнения в качестве оптимального торцового зазора принято значение 2 мкм, при котором обеспечивается устойчивая граничная смазка с низким коэффициентом трения, благодаря чему уплотнения не требуют внешних систем охлаждения.

Теплотвод от пары трения осуществляется перекачиваемой водой, циркуляция которой через камеру уплотнения обеспечивается осевым импеллером.

В застойных зонах поверхности с течением времени покрываются кристаллами бора, поэтому предусмотрена периодическая промывка этих поверхностей дистиллятом. Для уменьшения расхода дистиллята на промывку полость за аксиально подвижным кольцом уплотняется замыкающим щелевым уплотнением, которое одновременно выполняет роль аварийного при отказе основного торцового уплотнения.

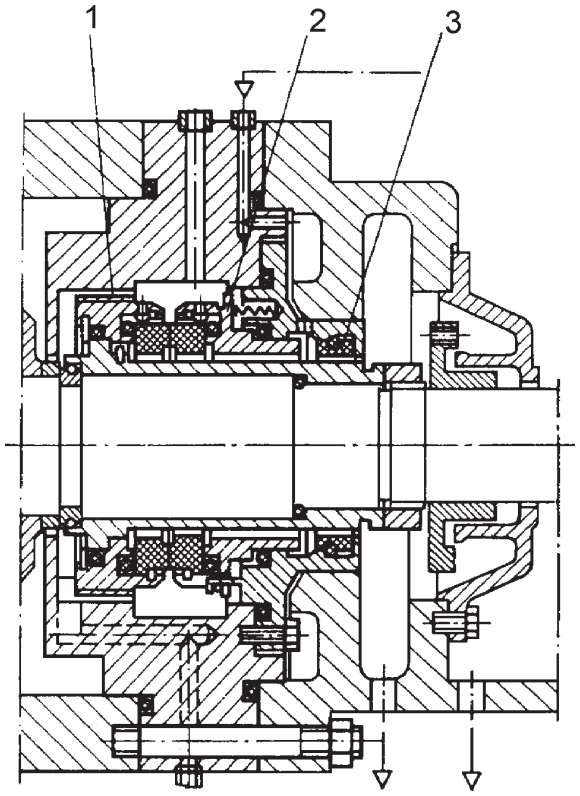
Пара трения импульсного уплотнения изготовлена из силицированного графита СГ-П, замыкающее уплотнительное кольцо - из обожженного углеграфита 2П-1000, вторичные уплотнения - из этилен-пропиленовой резины 51-1481-2, пружины - из стали 12Х18Н9Т, другие детали - из стали 20Х13.

Разгрузочное устройство вала насоса - гидравлическая пята, расположенная в напорной крышке насоса. Гидравлическая пята является саморегулирующим устройством: зазор между гидропятой и корпусом автоматически устанавливается за счет осевых смещений ротора таким, что разность сил давления по обе стороны диска равна усилию на роторе насоса.

Опоры ротора - гидродинамические подшипники скольжения с принудительной масляной смазкой от индивидуальной маслосистемы. Контроль температуры вкладышей подшипников производится при помощи термометров сопротивления.

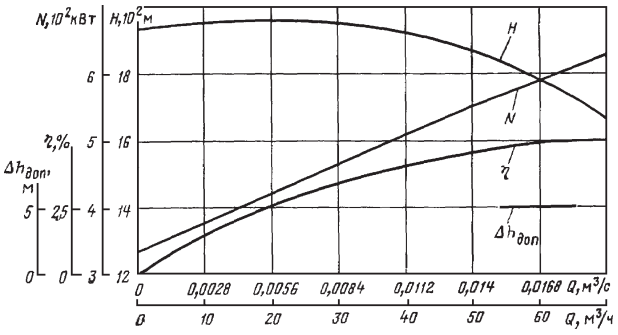
Для ограничения осевых сдвигов ротора в сторону нагнетания используется упорный шарикоподшипник, кроме того в заднем подшипнике установлен упор ротора с визуальным указателем осевого сдвига. При нормальной работе насоса указатель сдвига находится против риски на корпусе подшипника.

Направление вращения ротора насоса со стороны электродвигателя - левое. Максимально-допустимая температура подшипников насоса и эл.двигателя - 70 градусов. Температура перекачиваемой среды - до 75 градусов. Насосы с гидромуфтой, предназначенной для регулирования частоты вращения, устанавливают на общей раме.




*Импульсное уплотнение высокооборотного подпиточного насоса типа ЦН 60-180*

*1 - осевой импеллер*
*2 - подвижное кольцо*
*3 - замыкающее щелевое уплотнение*




*Гидравлическая характкристика насоса ЦН 60-180 при n=8900 об/мин.*

*Техническая характеристика насосов ТК21-23D02*

| *Параметр* | *Величина* |
|---|---|
| *Тип насосов ТК21 - 23D02* | *ЦН60-180-УА* |
| *Производительность, м3/час* | *60* |
| *Напор, кгс/см2* | *180* |
| *Предельное давление на напоре, кгс/см2* | *200* |
| *Номинальная частота вращения, об/мин* | *8900* |
| *Смазка подшипников* | *Т-22, Тп-22* |
| *КПД, %* | *48* |
| *Номинальное давление на всасе, кг/см2* | *5,4+0,2* |
| *Мощность насоса, кВт* | *595* |
| *Мощность двигателя, кВт* | *800* |
| *Напряжение питания, кВ* | *6/50 гц* |
| *Тип электродвигателя* | *2АЗМ1-800/6000* |

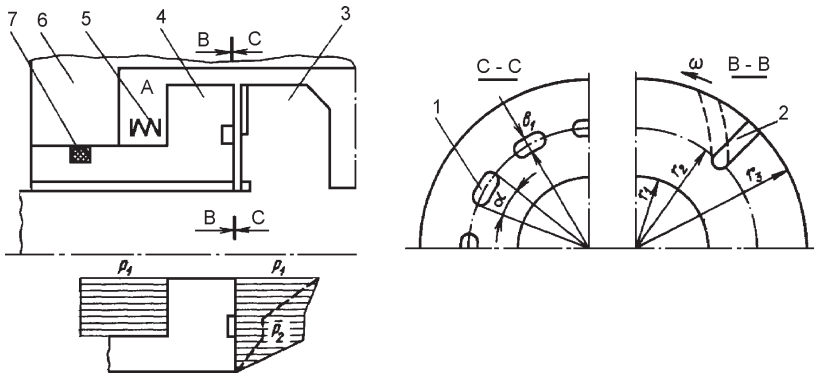
Как уже было указано, в период с 1987 по 1990 год все установленные на АЭС насосы ЦН 60-180 со щелевыми уплотнениями вала были реконструированы с установкой взамен щелевых импульсных торцовых уплотнений. Этому предшествовали длительные эксперементальные и промышленные проверки импульсных торцовых уплотнений.

В чем же состоит особенность импульсных торцовых уплотнений? Эти уплотнения лишены недостатков обычных гидростатических и гибридных уплотнений. Импульс

ное уплотнение содержит аксиально подвижную втулку 4, установленную в крышке корпуса 6, уплотненную резиновым кольцом 7 и пружинами 5 прижатую к опорному диску 3, жестко закрепленному на роторе. На контактной торцевой поверхности втулки 4 расположены камеры 1, а на поверхности опорного диска - несколько подводящих каналов 2, которые при вращении диска последовательно соединяют камеру с уплотняемой полостью А.

*Схема работы импульсного торцового уплотнения*

*1 - камеры*
*2 - подводящие каналы*
*3 - поверхность опорного диска*
*4 - аксиально-подвижная втулка*
*5 - пружина*
*6 - крышка корпуса*
*7 - резиновое кольцо*




Работа уплотнения основана на том, что усредненное за период между впрысками уплотняемой жидкости давление $p_2$ в каждой из камер 1 тем больше, чем больше торцовый зазор и чем больше частота вращения ротора. Увеличение торцового зазора приводит к уменьшению осредненного давления в этих камерах и к нарушению баланса сил, действующих на аксиально подвижную втулку 4. В результате этого втулка смещается вправо и торцовый зазор уменьшается до тех пор, пока давление $p_2$ не вырастет настолько, чтобы восстановилось равновесие осевых сил.

Частота импульсов давления, действующих на аксиально подвижную втулку, равна произведению числа камер 1 на частоту вращения ротора. Поэтому втулка подвержена слабым высокочастотном колебаниям. Когда ротор не вращается, а жидкость в уплотняемой полости находится под давлением, торцовый зазор закрывается и уплотнение работает как стояночное, поскольку на стоянке лишь в отдельных камерах, которые совпали с подводящими каналами, сохраняется давление. При вращении подводящие каналы 2 также служат своеобразными сепараторами, так как на находящуюся в них среду действуют центробежные силы, препятствующие попаданию твердых частиц в дросселирующий торцовый зазор.

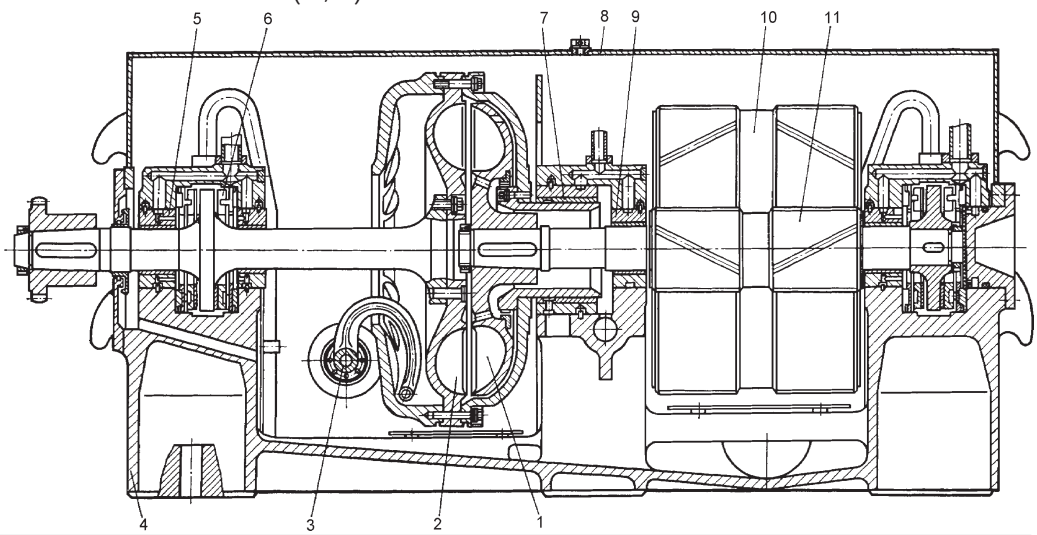
Сравнительные испытания различных торцовых уплотнений, а также опыт стендовых и промышленных испытаний подтверждают высокие эксплуатационные качества импульсных уплотнений.

# Гидромуфта МГ-М-500

*Гидродинамическая муфта МГ-М-500*

*1 - турбинный ротор*
*2 - насосный ротор*
*3 - черпак*
*4 - корпус*
*5, 6, 7, 9 - подшипники*
*8 - крышка*
*10 - вал с зубчатым колесом*
*11 - вал-шестерня*

Гидромуфта служит для бесступенчатого регулирования скорости вращения основного насоса при неизменной частоте вращения приводного двигателя с целью изменения его гидравлической характеристики. Устанавливается на общей раме с насосом ТК21(22,23)D02.



В условном обозначении гидромуфты буквы и число означают следующее: МГ - муфта гидродинамическая, М - с мультипликатором, 500 - активный диаметр круга циркуляции, мм.

Гидромуфта однополостная, с черпаковым регулированием и встроенной зубчатой парой, состоит из следующих основных узлов: корпуса, крышки, подшипников, насосного и  турбинного роторов, черпака, зубчатой пары.

Корпус гидромуфты изготовлен с горизонтальным разъемом в плоскости осей роторов и зубчатой передачи. Передача крутящего момента от электродвигателя к гидромуфте и от гидромуфты к насосу осуществляется зубчатыми муфтами.

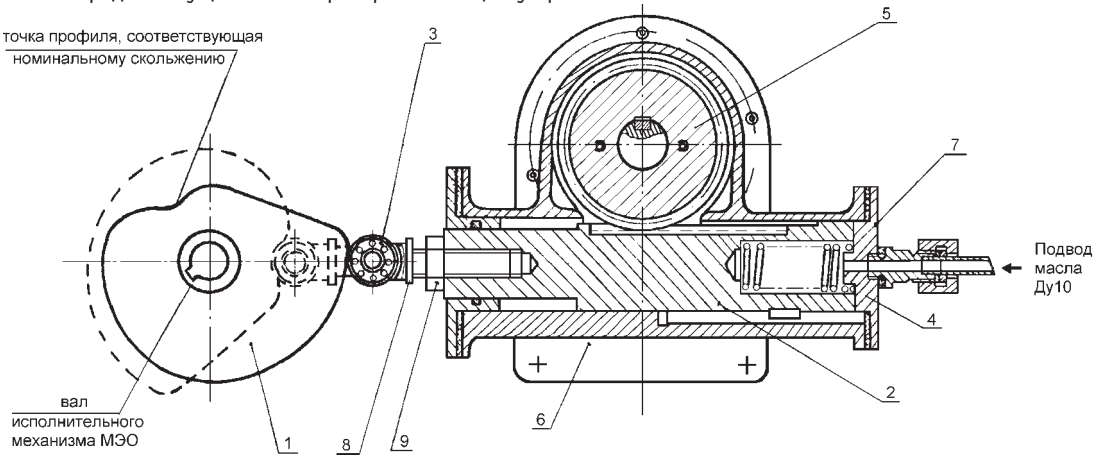
Насосный ротор гидромуфты состоит из вала, насосного колеса, к которому крепится крышка черпаковой камеры, и крышки ротора. На наружных поверхностях крышки и насосного ротора имеются два резьбовых отверстия, в которые завинчиваются пробки. В пробках расположены плавкие предохранители для защиты от перегрева масла в рабочей полости гидромуфты, заполненные легкоплавким сплавом из 40% висмута и 60% олова, который выплавляется при температуре около 140 градусов.

Турбинный ротор включает в себя турбинное колесо и зубчатое колесо, посаженные на вал, уплотнения и детали крепления. Зубчатая пара состоит из зубчатого колеса и шестерни зацепления. Тип зубчатого зацепления - зацепление Новикова. Осевые усилия, действующие на турбинное колесо, воспринимаются упорным подшипником.

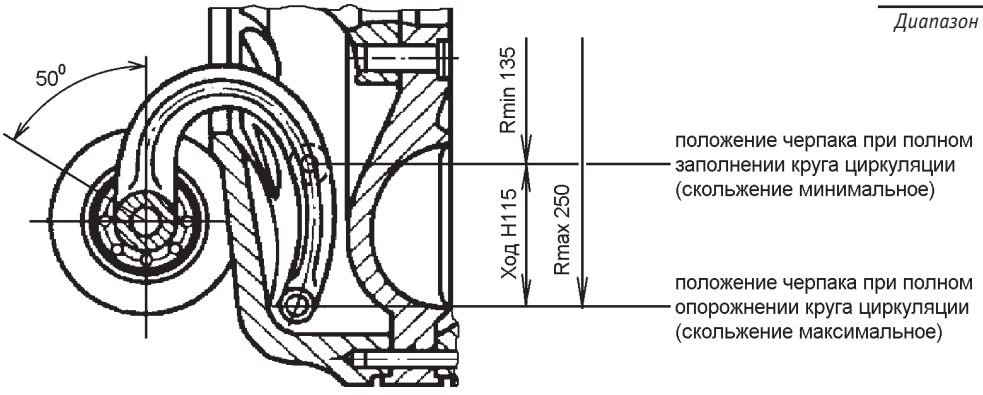
В качестве рабочей жидкости для гидромуфты используется турбинное масло, которое одновременно используется для смазки подшипников и зубчатой передачи. Смазка - циркуляционная под давлением от индивидуальной маслосистемы. Смазка зубчатой передачи осуществляется разбрызгивающим устройством.

*Схема перемещения черпака*

*1 - кулак задающий*
*2 - рейка*
*3 - подшипник*
*4 - пружина*
*5 - колесо зубчатое*
*6 -корпус*
*7 - фланец*
*8 - шток*
*9 - гайка*




*Диапазон перемещений черпака гидромуфты*




Принцип регулирования основан на изменении оборотов турбинного колеса при изменении степени заполнения ротора маслом. Масло поступает в гидромуфту и под действием центробежной силы образует в черпаковой камере вращающееся кольцо, в которое погружается черпак. Положение черпака в черпаковой камере определяет степень заполнения ротора маслом, а, следовательно, и величину проскальзывания между насосным и турбинным роторами гидромуфты.

Регулирование гидромуфты производится исполнительным механизмом вручную или автоматически.

*Техническая характеристика гидромуфты*

| Параметр | Величина |
|---|---|
| Тип гидромуфты | МГ-М-500 |
| Передаваемая мощность, кВт | 800 |
| Частота вращения ведущего вала, об/мин | 2980 |
| Скольжение при передаче номинальной мощности, % | 2,5 |
| Глубина регулирования по скольжению, % | 2,5-80 |
| Передаточное число зубчатой пары | 3,0769 |
| Расход масла на ротор гидромуфты, $м^3$/час | 11.3 |
| Расход масла на подшипники и зубчатую передачу, $м^3$/час | 4,9 |
| Температура масла, подаваемого на гидромуфту, $^0C$ | 40 - 45 |
| КПД (при скольжении 2,5 %), % | 93 |

# Маслосистема подпиточного насоса

Маслосистема предназначена для подачи масла Т-22(Тп-22, Тп-22С) к подшипникам гидромуфты и подпиточного насоса, к зацеплению зубчатой пары и для заполнения контура циркуляции гидромуфты. Маслосистема подпиточных агрегатов состоит из трех идентичных и независимо действующих функциональных групп ТК91,92,93, каждая из которых обслуживает свой подпиточный агрегат. Оборудование каждой функциональной группы размещено в своих помещениях А-018,019/1(2,3). По своему назначению система ТК90 относится к системам нормальной эксплуатации и рассчитана на работу в стационарном режиме.

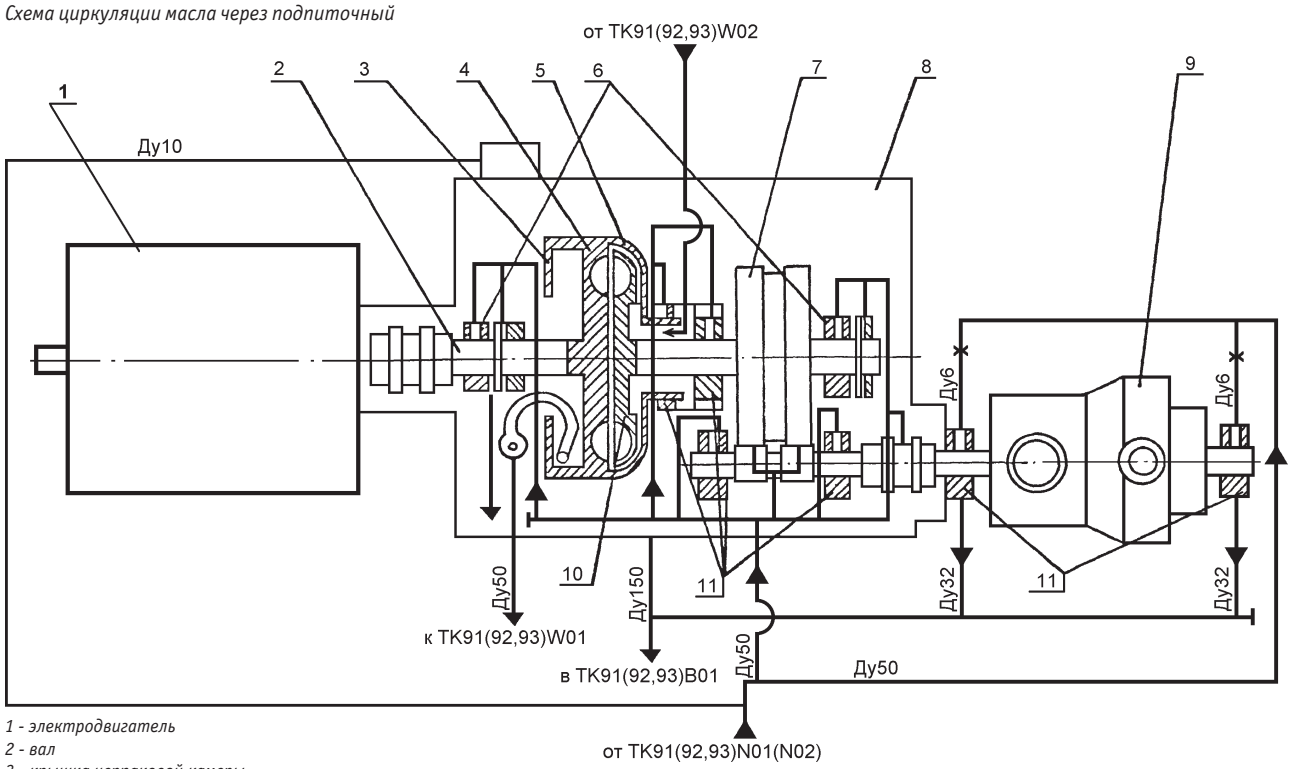
Помещение каждой маслосистемы ввиду применения турбинного масла Тп-22 защищается автоматически действующим пожаротушением распыленной водой.

Для охлаждения масла используется техническая вода ответственных потребителей VF, на каждую маслосистему она подается от отдельного канала безопасности.

В состав каждой маслосистемы входят:

- маслонасосы ТК91(92,93)D01,02;
- масляный бак ТК91(92,93)B01;
- масляный фильтр ТК91(92,93)N01;
- маслоохладители ТК91(92,93)W01,02;
- трубопроводы, арматура, КИП.

*Схема циркуляции масла через подпиточный*




*1 - электродвигатель*
*2 - вал*
*3 - крышка черпаковой камеры*
*4 - насосное колесо*
*5 - крышка ротора*
*6 - опорно-упорный подшипник*
*7 - зубчатое колесо*
*8 - гидромуфта*
*9 - подпиточный насос*
*10 - турбинное колесо*
*11 - опорный подшипник*

Маслосистема ТК91(92,93) работает в режиме постоянной циркуляции масла. Масло из маслобака подается одним из маслонасосов (второй - в резерве) на маслоохладитель ТК91 (92,93)W02. Затем часть масла через один из маслофильтров ТК91(92,93)N01(02) подается на подшипники подпиточного насоса, подшипники и зубчатую пару редуктора гидромуфты ТК21(22,23)D02. Другая часть масла подается на заполнение черпаковой камеры гидромуфты. Использованное масло сливается

после подпиточного агрегата в маслобак. Из черпаковой камеры гидромуфты ввиду значительного нагрева из-за трения масло сливается в бак через маслоохладитель ТК91(92,93)W01.

Кроме вышеописанного существует байпасный поток на линии рециркуляции маслонасосов ТК91(92,93)D01(02), предназначенный для регулирования давления на напоре маслонасосов и, следовательно, давления масла на потребитель - подпиточный агрегат. Обычно арматура на линии рециркуляции ТК91(92,93)S07 открыта примерно на 30%.

Общий расход масла, необходимый для подпиточного агрегата, составляет величину 17,2 кубометра/час. Баланс расхода масла на агрегат следующий:

| *Место потребления* | *Количество м3/час* |
|---|---|
| *Ротор гидромуфты* | *11,3* |
| *Подшипники гидромуфты* | *3,3* |
| *Зубчатое зацепление* | *1,6* |
| *Подшипники насоса* | *0,5* |
| *Зубчатая муфта* | *0,5* |
| *Итого:* | *17,2* |

Маслонасосы ТК91(92,93)D01,02. Предназначены для создания циркуляции масла в маслосистеме. Применяются маслонасосы объемного действия (винтовые) типа 3В40/25-35/6,3Б-4.

В условном обозначении маслонасоса буквы и число означают следующее: 3В - трехвинтовой; 40 - округленное значение подачи, литров на 100 оборотов вала насоса; 25 - давление насоса, кгс/см$^2$, 35 - подача, м$^3$/час, 6,3 - давление на выходе, кгс/см$^2$, Б - исполнение по материалу; 4 - модификация.

Маслонасосы допускают перекачивание масла с температурой до 100 градусов.

Масляный насос состоит из корпуса, обоймы, в которую заключены три винта насоса, торцевого уплотнения вала ведущего винта, перепускного клапана, смонтированного в приливе корпуса для защиты насоса от превышения давления за счет перепуска масла из напорной во всасывающие камеры, и электродвигателя, которые смонтированы на общей фундаментной плите и соединены муфтой.

Работу торцевого уплотнения обеспечивает шариковый клапан, смонтированный также в корпусе насоса. Утечки через торцевое уплотнение - не более 0,2 см$^3$/час.

При вращении винтов во всасывающей полости насосов создается разряжение, в результате чего перекачиваемое масло поступает во впадины нарезки винтов, взаимозамыкающихся при их вращении. Замкнутый в нарезке винтов объем масла перемещается в обойме прямолинейно без перемешивания и вытесняется в нагнетательную полость.

Разгрузка винтов от осевых усилий производится за счет подвода рабочего давления перекачиваемого масла через сверление в винтах через разгрузочные поршни.

Перепускной клапан, настроенный на давление срабатывания 7,5 кгс/см$^2$, предохраняет насос от высоких давлений при перекрытии отводящего трубопровода при его работе. Сброс масла после перепускного клапана производится во всасывающую полость.

Для привода насоса использован электродвигатель типа А02-61-А, трехфазный, асинхронный, с короткозамкнутым ротором, с частотой вращения 1450 об/мин и мощностью 13 кВт.

Из 35 м$^3$/час расхода, создаваемого маслонасосом ТК91(92,93)D01 на подпиточный насос подается только 17,2 кубометра/час, остальные 17,8 идут на рециркуляцию.

Маслоохладители ТК91(92,93)W01. Предназначены для поддержания температуры масла в системе на уровне не более 40 градусов.

Представляют собой кожухотрубчатые теплообменные аппараты типа МО-25х4, вертикальные, двухходовые по стороне технической воды. Площадь поверхности теплообмена - 25 кв.м. Расход по среде технической воды - до 32 тонн/час, возможно регулирование.

В трубном пространстве маслоохладителя - техвода группы "А", в межтрубном пространстве - масло типа Т-22, Тп-22, Тп-22с.

Масляный бак ТК91(92,93)B01. Бак - прямоугольной формы, выполнен из углеродистой стали Ст20 и предназначен для хранения запаса масла в маслосистеме.

Геометрический объем бака - 4,4 кубометра, полезный объем бака 4,0 кубометра.

Маслобак разделен на два отсека металлическими сетками. Слив масла от подпиточного агрегата происходит в “грязный” отсек, а забор масла - из “чистого” отсека.

Представляет интерес определение объема маслобака, который выбран, с одной стороны, для обеспечения достаточной площади фильтрации масла через разделительную сетку, и с другой стороны - для обеспечения дегазации масла при движении в баке от слива к всасу маслонасосов.

Масляный фильтр ТК91(92,93)N01,02. Предназначен для механической очистки подаваемого на ПНА масла. Рассчитан на расход масла не более 8 тонн/час и давление 4 кгс/см$^2$. Номинальный перепад давления на маслофильтре составляет 0,5 кгс/см$^2$.

Масляный фильтр - двухсекционный, с фильтрующим элементом в виде набора дисков из металлической сетки. В маслосистеме установлено два фильтра - один в работе, другой в резерве.

# Основные защиты подпиточных агрегатов

Поскольку насосный подпиточный агрегат представляет собой сложное техническое устройство с высокими параметрами, то для его защиты от повреждения в непроектных режимах работы имеется целый ряд защит.

### Защита по давлению на всасе

Как любой многоступенчатый высокооборотистый насос высоких параметров основной подпиточный насос ТК21(22,23)D02 требует создания избыточного давления на всасе во избежание возникновения кавитации, что обеспечивается работой предвключенного насоса ТК21(22,23)D01. Соответственно при возникновении нарушений в работе бустерного насоса необходим останов основного насоса во избежание кавитации. Для этого имеются следующие защиты: при снижении давления на всасе ТК21(22,23)D02 ниже 4,5 кгс/см$^2$ он отключается с запретом включения, при давлении на всасе ТК21(22,23)D02 ниже 5,4 кгс/см$^2$ накладывается запрет на его включение.

### Защита по температуре всасываемой жидкости

Повышение температуры на всасе приводит к снижению запаса до вскипания жидкости и может вызвать кавитацию. Кроме того в гидропяте жидкость за счет дросселирования в зазорах дополнительно подогревается на 15-20 градусов, и при высокой температуре на всасе может достигаться кипение и нарушение работы гидропяты. По всем этим причинам: при повышении t на всасе ТК21(22,23)D02 выше 75 градусов он отключается с запретом включения.

### Защита по давлению на напоре

Чрезмерно низкое давление на напоре ТК21(22,23)D02 при нормальной эксплуатации как правило указывает на повреждение насоса, кроме того при этом насос эксплуатируется вне рабочей части характеристики. Для исключения этого предусмотрено следующее: при снижении P на напоре ТК21(22,23)D02 ниже 24 кгс/см$^2$ производится его отключение с запретом включения.

### Защита по расходу

Работа насоса с вне рабочей части характеристики приводит к повышенному износу насоса и электродвигателя, поэтому: при расходе от насоса ТК21(22,23)D02 выше 70 тонн/час производится его отключение с запретом включения.

### Защита по давлению масла

Исчезновение подачи масла на подшипники основного подпиточного насоса и гидромуфты приведет к их повреждению, поэтому: при снижении P на входе масла в ТК21(22,23)D02 ниже 0,35 кгс/см$^2$ производится его отключение с запретом включения, при давлении масла на входе в ТК21(22,23) D02 ниже 0,7 кгс/см$^2$ на него накладывается запрет включения.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации подпиточных насосных агрегатов

### Событие, происшедшее 26 июля 1996 года на Балаковской АЭС

Утром 26 июля 1996 блок N4 Балаковской АЭС работал на мощности 885 МВт (эл), все каналы СБ находились в дежурстве, по оборудованию замечания отсутствовали. При регламентном обходе работающего оборудования оперативным персоналом смены РЦ-2 обнаружено: посторонний шум в районе улитки насоса 4ТК21D01 и слабоструйная течь по уплотнению насоса.

При вскрытии насоса было обнаружено следующее: срезана резьбовая часть вала на границе перехода от диаметра 36 мм к диаметру 21 мм. У гайки крепления рабочего колеса конусная и торцевая поверхности смяты и завальцованы. Лопасти рабочего колеса равномерно стерты на 50% их первоначальной высоты. Комиссия, расследовавшая причины повреждения насоса, отметила что существующая заводская конструкция крепления рабочего колеса насоса АХ90/49К-2ГУХЛ4 не исключат самораскручивания гайки крепления рабочего колеса на валу насоса, т.к. не предусмотрена установка стопорной шайбы.

### Событие, происшедшее зимой 1991 года на Балаковской АЭС

В феврале 1991 блок N2 Балаковской АЭС работал на номинальной мощности, все каналы СБ находились в дежурстве, по оборудованию замечания отсутствовали. В ночную смену согласно разрешенной заявки оперативный персонал РЦ-1 приступил к выполнению перехода с ТК21D01,02 на ТК23D01,02. На выводимом из работы подпиточном агрегате планировалось провести ремонтные работы для устранения небольшой течи по торцевому уплотнению ТК21D01.

После проведения осмотра и подготовки к работе был включен ТК23D01,02, осмотрен в работе без замечаний, и далее нагружен до номинальных параметров, его гидромуфта поставлена в автоматическое управление. Одновременно с нагружением ТК23D01,02 был разгружен и отключен ТК21D02. Менее чем через 1 минуту после отключения ТК21D02 ВИУР заметил, регуляторы гидромуфт насосов ТК21-23D02, находящиеся в автоматическом режиме подержания перепада давления, стали непрерывно отрабатывать на “меньше”. Попытка ручного управления регулятором гидромуфты работающего ТК23D02 была неуспешной. В связи с этим был выполнен обратный переход на ТК21D01,02, а подпиточный насосный агрегат ТК23D01,02 выведен в резерв.

После анализа техдокументации и распечаток УВС было сделано предположение о ложной работе блокировки ТК32,50,68(н). Эта блокировка по проекту имеет следующий алгоритм: при отсутствии сигнала о работе основных подпиточных насосов ТК21-23D02 через 15 секунд после отключения последнего работающего закрываются с запретом открытия все гидромуфты. При осмотре шкафа УКТС предположение подтвердилось: была оборвана шинка подтверждения включенного состояния насоса ТК23D02; таким образом при его включении и отключении ТК23D02 в УКТС фиксировалось отключенное состояние всех трех подпиточных насосов.

# Система расхолаживания бассейна выдержки TG

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Объяснить назначение системы расхолаживания бассейна выдержки TG.
- Перечислить требования к эксплуатационному режиму при хранении в бассейне выдержки отработавшего ядерного топлива.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов системы расхолаживания БВ:
  - Описать насосы расхолаживания БВ TG11-13D01.
  - Описать теплообменники системы расхолаживания БВ TG11-13W01.
  - Описать общее устройство бассейна выдержки и мокрой перегрузки TG21B01-06.
- Нарисовать принципиальную схему системы расхолаживания БВ TG.
- Объяснить необходимость открытия аварийных дренажей с шахт ревизии ВКУ, БЗТ TG21S11-16 и снятия шандор после окончания перегрузки перед пуском блока.
- Перечислить мероприятия по предупреждению ошибочного попаданию РБК в БВ при заполнении бассейнов выдержки соседних блоков.
- Описать технологические операции при заполнении БМП для перегрузки.
- Описать технологические операции при дренировании БМП после перегрузки для хранения отработанного ЯТ.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы расхолаживания бассейна выдержки TG.**

# Теоретические аспекты обращения с отработавшим ядерным топливом

Схема движения ядерного топлива по активной зоне в принятом теперь топливном цикле является традиционной. Она осуществляется за три перегрузки топлива в активной зоне. Свежие ТВС обогащением 4,4% по урану-235 устанавливают на периферию активной зоны, а частично выгоревшие - переставляют ближе к центру. Отработавшее три года топливо удаляется из центра активной зоны. Такая схема движения топлива (периферия - центр - центр) позволяет обеспечивать равномерное энерговыделение в топливе и максимальный запас до кризиса теплообмена воды на оболочках твэл.

Учитывая требования безопасности, связанные со спецификой размещения оборудования 1 конура в защитной оболочке, перегрузка реактора, доставка "свежего" топлива, выгрузка отработанного топлива, вывоз отработанного топлива из реакторного отделения производится при неработающем реакторе в период его перегрузки.

Выгруженные из ядерного реактора отработавшие три года ТВС содержат внутри твэлов большое количество радиоактивных веществ ("осколков" деления урана). Сразу после выгрузки одна отработавшая ТВС содержит, в среднем, 0,3 миллиона кюри р/а веществ, которые выделяют энергию 100 кВт. По мере выдержки отработавших ТВС в воде бассейна выдержки уменьшается их радиоактивность и мощность остаточных энерговыделений.

*Остаточное тепловыделение одной ОТВС реактора ВВЭР-1000*

| *Продолжительность выдержки* | *Мощность тепловыделений квт* |
|---|---|
| *3 месяца* | *14* |
| *6 месяцев* | *11* |
| *1 год* | *6* |
| *2 года* | *2,8* |
| *3 года* | *1,7* |

Если отработавшую ТВС вынуть из воды и оставить на воздухе без чехла, то она разогреется до следующей температуры:

| *Продолжительность выдержки* | *3 месяца* | *6 месяцев* | *1 год* | *2 года* | *3 года* |
|---|---|---|---|---|---|
| *Температура на поверхности ТВС, градусов* | *270* | *220* | *120* | *75* | *55* |

Установка отработавшей ТВС в закрытый чехол с водой практически не изменяет ее температуру относительно поверхности чехла, но закрытие ТВС в чехле с воздухом вызывает увеличение ее температуры примерно на величину, указанную в предыдущей таблице.

Извлечение одной ТВС из воды БВ лишает ее защитного слоя воды и создает большую мощность экспозиционной дозы гамма-излучения в реакторном зале до 60-100 рентген/час (на расстоянии 40-20 метров), что недопустимо для безопасности работающего там персонала.

Обращение с отработанным ТВС требует повышенного внимания. Все элементы, извлекаемые из реактора, радиоактивны, недоступны для непосредственного обслуживания и требуют наличия биологической защиты персонала при проведении с ними технологических операций. Кроме того, отработанные кассеты имеют остаточные тепловыделения и нуждаются в охлаждении.

Практика эксплуатации отечественных и зарубежных АЭС с водо-водяными реакторами, а также известные проектные решения по вопросам перегрузки ВВЭР дают основания утверждать, что наиболее оптимальным для этого типа реакторов является так называемый "мокрый" способ перегрузки. "Мокрая" перегрузка предусматривает транспортировку отработанных кассет от реактора к месту выдержки под слоем воды. Исходя из этого генеральным проектировщиком РУ ВВЭР-1000 (ОКБ "Гидропресс") был принят "мокрый" способ перегрузки.

# Назначение и проектные основы хранения отработавшего топлива

Организация хранения отработавших ТВС в прireакторных бассейнах выдержки с последующей отправкой их на завод по регенерации или в долговременные отдельно стоящие хранилища - заключительный этап всей технологической схемы эксплуатации ядерного топлива на АЭС. Этот этап характеризует собой начало так называемого "послереакторного" цикла.

Предусматривается продолжительная выдержка отработавшего топлива в бассейнах при АЭС для обеспечения спада остаточного тепловыделения, обуславливаемого активностью продуктов деления, при которой транспортировка его к месту назначения станет возможной и экономически целесообразной.

Согласно ОСТ.95.745-87 после выгрузки из реактора и до отправления на регенерацию отработавшее топливо должно храниться в бассейне выдержки в течение не менее трех лет для спада остаточных энерговыделений до необходимого значения.

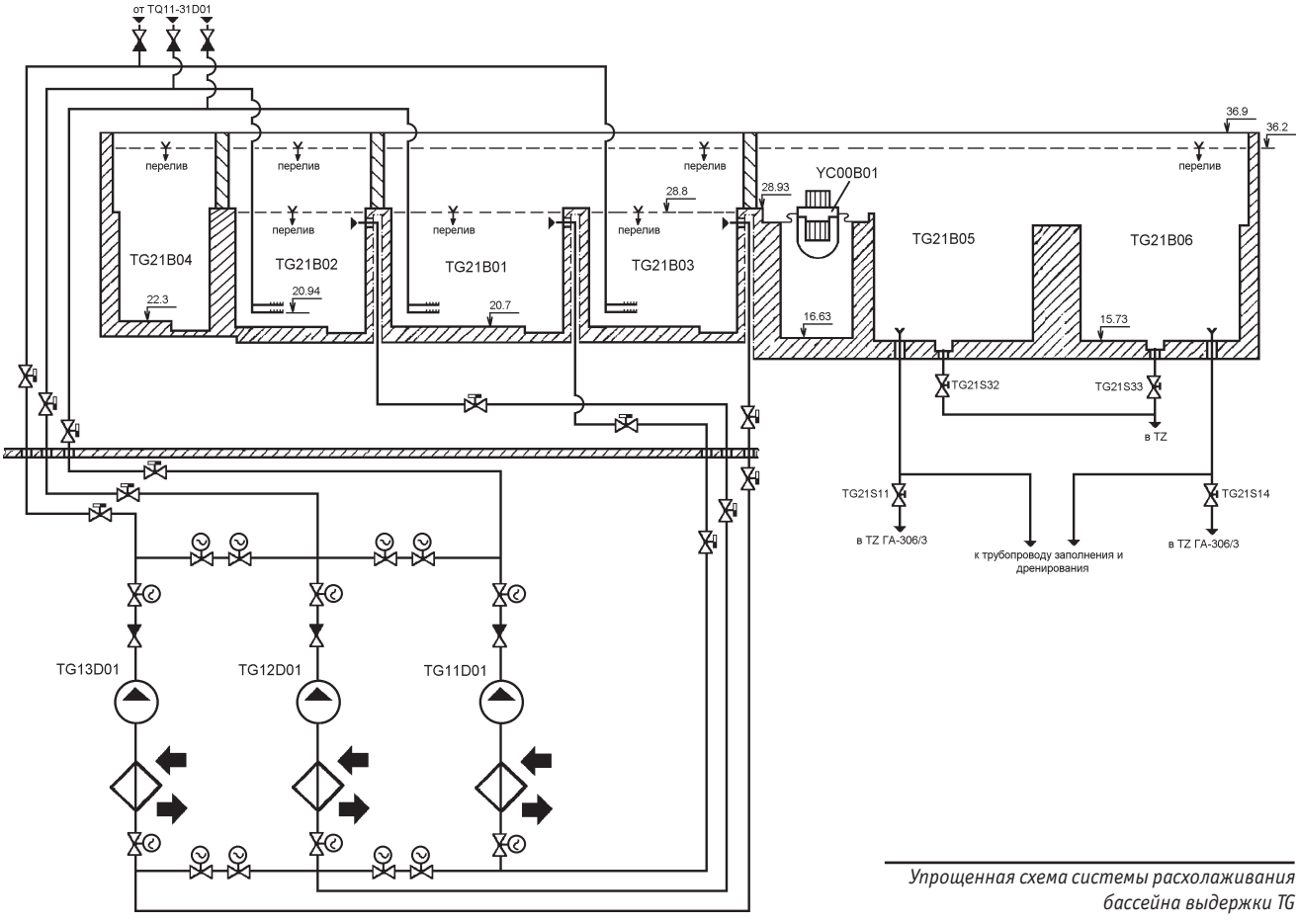
При хранении в бассейне выдержки отработавшего ядерного топлива должен обеспечиваться следующий режим:

- для исключения неконтролируемой цепной реакции деления подкритичность должна быть не менее 0,05;
- исключение возможности попадания посторонних предметов в кассеты;
- защита персонала от радиоактивности (газовой, аэрозольной и гамма-излучения);
- возможность периодической химической очистки воды бассейна выдержки на СВО-4;
- исключение возможности случайного опорожнения;
- исключение перегрева отработавшего топлива из-за остаточного тепловыделения благодаря работе системы расхолаживания.

Для отвода остаточного тепла от ОТВС реакторный цех эксплуатирует систему охлаждения бассейна выдержки. Оборудование системы охлаждения бассейна выдержки отмаркировано латинскими буквами TG. Собственно БВ организационно относится к оборудованию ЦЦР, однако фактически также является составной частью системы TG.

Система охлаждения БВ предназначена для отвода тепла от находящихся в кассетных отсеках отработанных или временно выгруженных из реактора ТВС. Тепло отводится технической водой VF, циркулирующей в трубном пространстве теплообменников расхолаживания БВ. В состав системы входят:

- насосы расхолаживания БВ TG11(12,13)D01, расположенные в пом. А-122/1-3 на отметке 0.0;
- теплообменники расхолаживания БВ TG11(12,13)W01, расположенные в пом. А-122/1-3 на отметке 0.0;
- трубопроводы, арматура, приборы КИП.




*Упрощенная схема системы расхолаживания бассейна выдержки TG*

Вода в каждом отсеке бассейна выдержки циркулирует через систему охлаждения БВ, которая обеспечивает допустимую температуру воды бассейна выдержки не более 70 $^0$C (при аварийной выгрузке зоны), определенную исходя из условия недопустимости вскипания охлаждающей воды и расплавления топлива от остаточных энерговыделений.

Для подачи воды к отсекам БВ предусмотрена установка 3-х насосов и 3-х теплообменников. Каждый насос может подать воду в любой отсек БВ, для чего на всасе и напоре насосов предусмотрена перемычка.

При компоновке насосы с соответствующим теплообменником были расположены в отдельных помещениях, не связанных друг с другом, что позволяет обеспечивать независимость каналов охлаждения, электроснабжения, контроля и т.п.

В случае отказа работающего насоса расхолаживание БВ осуществляется от резервного насоса, включаемого оператором БЩУ. Насосы охлаждения БВ запитаны от секций 2 категории надежного питания, которые в случае обесточения получают энергоснабжение от дизель-генератора. Однако при обесточении секции надежного питания любой СБ автоматического включения насосов не происходит. Они могут быть включены, в случае необходимости, с КУ БЩУ при наличии запаса по мощности дизеля после окончания запуска всех механизмов СБ по программе ПСП.

В случае потери охлаждения БВ или возникновения течи предусмотрена подпитка бассейна выдержки от спринклерной системы (через арматуру TQ11-31S14).

На напорных и всасывающих магистралях системы установлены по две локализующие пневмоарматуры. С целью недопущения переполнения бассейна в каждом из его отсеков установлено по 2 перелива, один из которых соответствует уровню воды при длительном хранении топлива, второй - уровню воды при перегрузке.

Все трубопроводы, входящие и выходящие из топливных отсеков БВ заведены сверху бассейна таким образом, чтобы их разрывы не приводили к снижению уровня ниже отметки, требуемой для режима хранения топлива. Кроме того, напорные трубопроводы от насосов TG11-13D01, проходящие под слоем воды до самого дна отсеков, оборудованы устройством пассивного срыва сифона, который может возникнуть при разрыве указанных трубопроводов. Эти устройства представляют собой гидрозатвор с отверстием в верхней точке, соединяющем гидрозатвор с атмосферой защитной оболочке.

При хранении топлива во всех рассматриваемых режимах обеспечивается подкритичность не менее 0,05 в чистой воде, что достигается в первую очередь за счет конструкции стеллажа БВ, в котором ТВС установлены с шагом 400 мм по треугольной решетке.

Кроме того система расхолаживания БВ обеспечивает защитный уровень воды в БВ при хранении отработавших ТВС, который составляет не менее 2900 мм и обеспечивает защиту обслуживающего персонала от облучения. При этом мощность дозы на уровне пола реакторного зала не превышает $2{,}2 \cdot 10^{-3}$ бэр/ч.

Основным критерием выполнения системой расхолаживания БВ своих функций является поддержание температуры в бассейне выдержки не более 50 $^0$C при плановой перегрузке и длительном хранении топлива и не более 70 $^0$C при выгрузке всей активной зоны.

Система охлаждения БВ является системой, важной для безопасности, в части напорных трубопроводов в гермозоне она относится к защитным системам безопасности. В части остальных трубопроводов система является системой нормальной эксплуатации.

Оборудование системы хранения отработавших ТВС и конструкции БВ рассчитаны на нагрузки при сейсмическом воздействии не менее 7 баллов по шкале MSK-64, на ударную волну от разрыва главного циркуляционного трубопровода, веса ТВС, стеллажей БВ и воды БВ.

# Общее устройство бассейна выдержки

Бассейн выдержки и перегрузки топлива (БВ) располагается внутри защитной оболочки и служит для хранения и выдержки отработанного топлива. БВ примыкает непосредственно к шахте реактора, соединен с ней перегрузочным каналом для проноса топливной сборки. Ограждающие конструкции БВ:

- сохраняют заданные функции (плотность и прочность) по удержанию активных продуктов деления во всех режимах эксплуатации, включая режим проектной аварии в сочетании с сейсмическими воздействиями до проектного землетрясения - 6 баллов включительно, а также при сейсмических воздействиях максимального расчетного землетрясения - 7 баллов;
- обеспечивают биологическую защиту как в условиях нормальной эксплуатации, так и при проектных авариях;
- огнестойкость в соответствии с ВСН-01-87 не менее 2,5 часа.

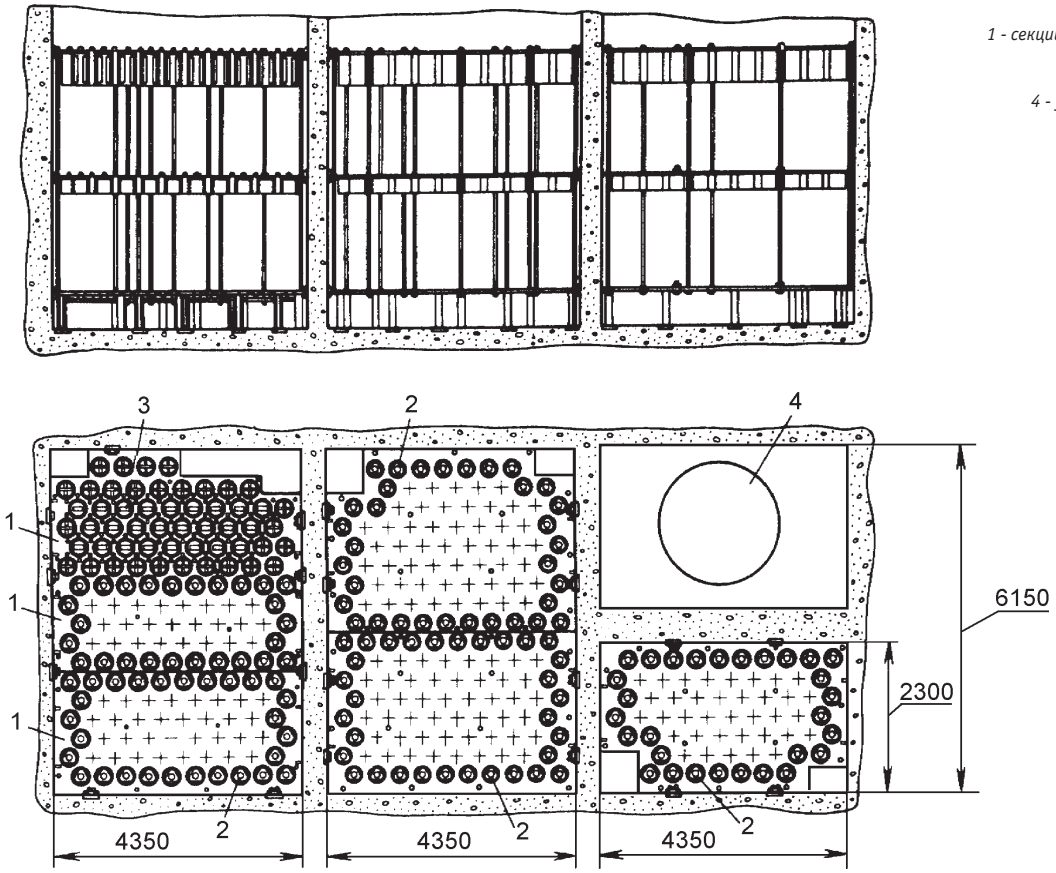
Бассейн выдержки ВВЭР-1000 с РУ В-320 состоит из четырех отсеков: три отсека TG21B01-03 под установку ТВС и герметичных пеналов и гнездо универсальное TG21B04. Охлаждаемыми выполнены только кассетные отсеки БВ TG21B01-03. Разделение БВ на три кассетных отсека дает возможность проводить ремонтные работы в одном из них при размещении отработанных кассет в других с осушением ремонтируемого отсека.

В отсеках TG21B01-03 располагаются стеллажи для одноярусного хранения отработанного топлива (ОТВС). Стеллажи выполнены из шести отдельных секций, каждая из которых состоит из двух дистанционирующих плит и одной (нижней) - несущей. Несущая плита установлена на опоры, расположенные на днище бассейна, а дистанционирующие плиты устанавливаются на опорные стойки, закрепленные на несущей плите. Конструкция стеллажей разработана с учетом нагрузок, вызванных максимальным расчетным землетрясением 9 баллов по шкале MSK-64. Конструкция стеллажей обеспечивает:

- вертикальность установленных в нем сборок и герметичных пеналов;
- исключение механических повреждений наружных поверхностей сборок при их установке/извлечении из ячеек стеллажа;
- фиксацию в плане устанавливаемых в стеллаж топливных сборок и герметичных пеналов (захватные пальцы кассет и пробок герметичных пеналов располагаются по оси II-IV);
- надежное снятие остаточного тепловыделения отработанных ТВС, размещенных непосредственно в гнездах стеллажа или находящихся в герметичных пеналах;
- размещение ячеек по равностороннему треугольнику со стороной 600 мм, при которой подкритичность больше 0,05
- положение кассет (непосредственно в ячейках стеллажа и в пеналах герметичных) на одном уровне.

*Общее устройство бассейна выдержки TG21B01-04*

*1 - секции стеллажа под установку ТВС*
*2 - ячейки под установку ТВС*
*3 - пеналы СОДС*
*4 - универсальное гнездо TG21B04*



Универсальное гнездо TG21B04, которое иногда еще называют контейнерным отсеком, используется для установки чехла со свежими ТВС, чехла для пеналов герметичных или специального транспортного контейнера ТК-13, рассчитанного под установку в него 12 ОТВС. Гнездо универсальное представляет собой кольцевую металлоконструкцию с горизонтальными посадочными поверхностями и фиксирующими пазами, обеспечивающими свободную, без заеданий, установку и снятие вышеуказанного оборудования, а также центровку и фиксацию его в плане.

Стены БВ выполнены из конструкций типа “смешанных стальных ячеек”, армированных обычной стержневой и внешней (со стороны бокса) листовой арматурой. Толщина стен - 1000 мм, толщина внутренних перегородок 400 мм и 680 мм.

До отметки 30.70 стенки отсеков БВ облицованы двумя слоями листовой стали: внутренний слой в сторону бетона - углеродистой сталью толщиной 8 мм, наружный слой - сталью 08Х18Н10Т толщиной 8 мм. Выше отметки 30.70 выполнена только нержавеющая облицовка толщиной 6 мм.

Полы выполняются также двухслойными. Внутренняя облицовка полов в БВ - толщиной 8 мм из стали ВСт3пс6, в контейнерном отсеке - толщиной 6 мм. Нержавеющая облицовка днища БВ уложена на закладные детали, воспринимающие нагрузку от установленных стеллажей для хранения отработавших ТВС. В днище пространство между облицовками заполняется дренирующим бетоном, который позволяет отводить протечки через днище в специально организованные дренажные трубки.

Зазор между облицовками стен величиной 8 мм, выполненный установкой промежуточных прокладок и заглушек, образует замкнутую общую полость с полом и стенами до отметки 30.7 и позволяет организовать дренаж протечек через нержавеющую облицовку:

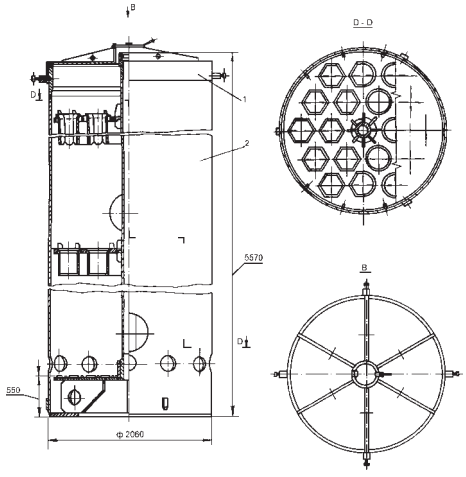
- Из TG21B01 - в помещение ГА-407/2;
- Из TG21B03,04 - в помещение ГА-405/6;
- Из TG21B02 - в помещение ГА-405/1.

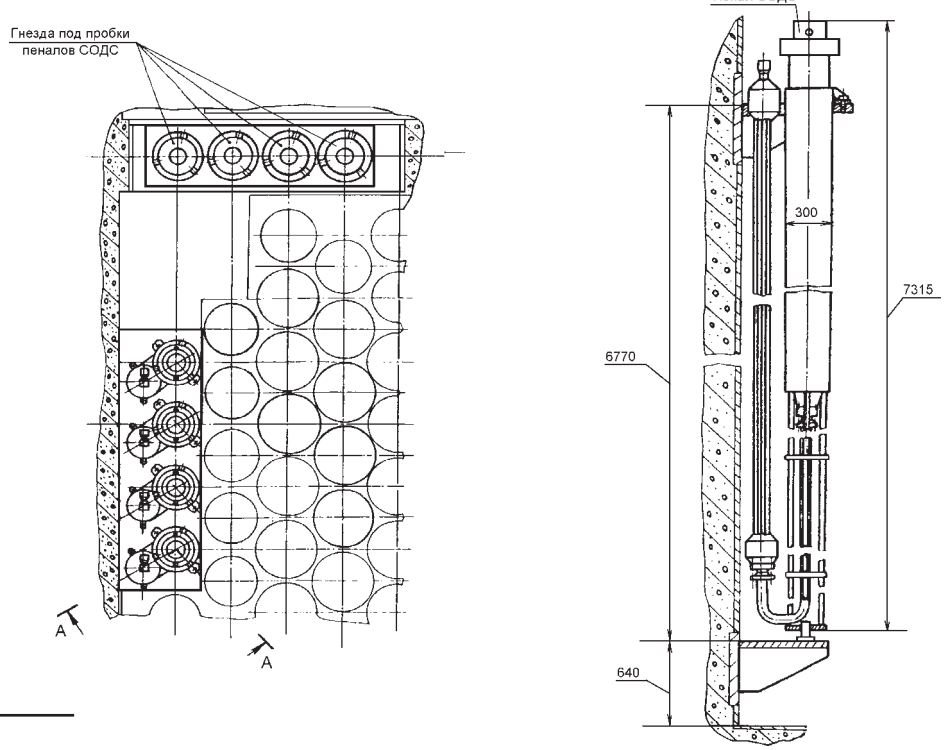
В отсеке TG21B03 кроме стеллажей также установлена механическая часть системы контроля герметичности оболочек КГО, которая состоит из четырех пеналов, импульсных линий и КИП.

Согласно “Технического задания на разработку системы перегрузки топлива” 320-ТЗ-016 от 06.1979 года суммарная емкость бассейна выдержки была принята из возможности размещения в нем 2,5 активных зон реактора с учетом двухгодичной кампании топлива и аварийной выгрузки из реактора всех кассет активной зоны. Поэтому бассейны выдержки блоков №1-3 Балаковской АЭС рассчитаны на хранение 392 ТВС (367 ячеек под ТВС и 25 ячеек под пеналы) каждый.

*Конструкция чехла для свежего топлива*

*1 - крышка*
*2 - корпус чехла*




*Механическая часть системы КГО*

Однако в этом же "ТЗ на разработку системы перегрузки топлива" было указано, что "с целью уменьшения шага между кассетами при разработке проекта стеллажей БВ рассмотреть возможность применения боросодержащих материалов в конструкции стеллажей, исходя из обеспечения подкритичности не менее 0,05 при возможных аварийных ситуациях".

При изготовлении стеллажей БВ блока N⁰4 это было учтено и реализован принцип уплотненного хранения ОТВС в чехлах из борированной стали с меньшим шагом между кассетами (шаг 300 мм). В результате вместимость БВ повысилась до 613 ТВС (563 ячейки под ТВС и 50 ячеек под пеналы).

С целью обеспечения ядерной безопасности при хранении отработанного топлива в БВ во всех аварийных ситуациях концентрация РБК в воде поддерживается на уровне 16 гр/кг.

В кассетных отсеках предусмотрено использование части ячеек под установку 25 для блоков N⁰1-3 и 50 для блока 4 специальных герметичных пеналов типа ПО2-2-2, выполненных в форме пустотелых цилиндров со съемными крышками-пробками. Внутри пенала имеются дистанционирующие решетки шестигранной формы, что позволяет устанавливать в них ТВС.

Пенал представляет собой гильзу, внутренняя полость которой герметизируется при помощи специальной уплотняющей пробки. Для обеспечения условий охлаждения кассеты, размещенной в пенале, в корпус пенала вмонтированы охлаждающие трубки. В уплотняющей пробке смонтирован предохранительный клапан, срабатывающий при избыточном давлении 3,5 кгс/см$^2$.

В пункте 3.2.11.2.2 ТОБ указано, что в эти пеналы необходимо устанавливать ТВС с большой степенью негерметичности, чтобы исключить излишнее загрязнение воды БВ и выделение радиоактивных газов в воздух центрального зала.

Для сдувки газов с поверхности воды в отсеках БВ на отметке 36.4 выполнены щели для подачи воздуха и отсоса газов двумя дутьевыми вентиляторами системы TL49, установленными в ЦЗ.

Системы TL49 и TL21 по проекту образуют так называемую "воздушную завесу", служащую для предотвращения попадания испаряющихся с поверхности БВ радиоактивных паров в центральный зал РО. Удаляемый воздух перед выбросом в вентрубу проходит очистку и дозиметрический контроль по содержанию в нем радиоактивных аэрозолей и ионов.

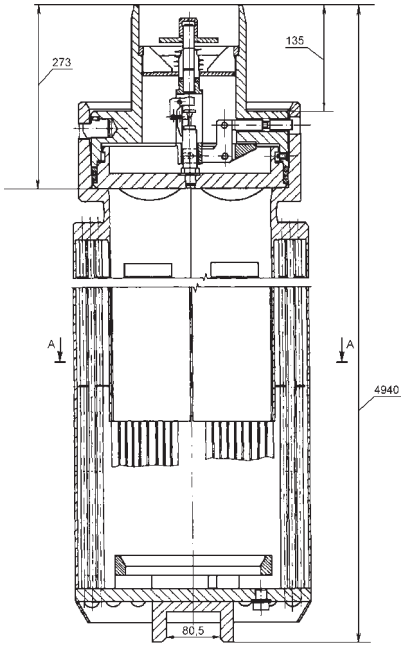
Все ячейки стеллажей, а также ячейки чехла в УГ имеют свои координаты, которые используются для работы перегрузочной машины по установке и извлечению ТВС.

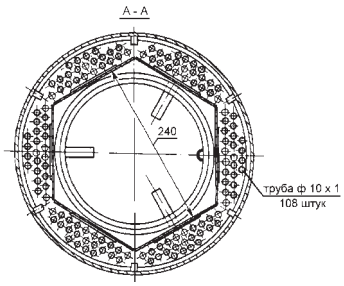
Перегрузочная машина состоит из моста, перемещающегося над реактором и БВ, и установленной на нем передвижной тележки с рабочей штангой и специальными приспособлениями для телевизионного контроля.

В плане перемещения моста и тележки осуществляются во взаимно перпендикулярных направлениях, что обеспечивает автоматический и дистанционный выход ПМ на заданную координату в активной зоне реактора или бассейне выдержки.

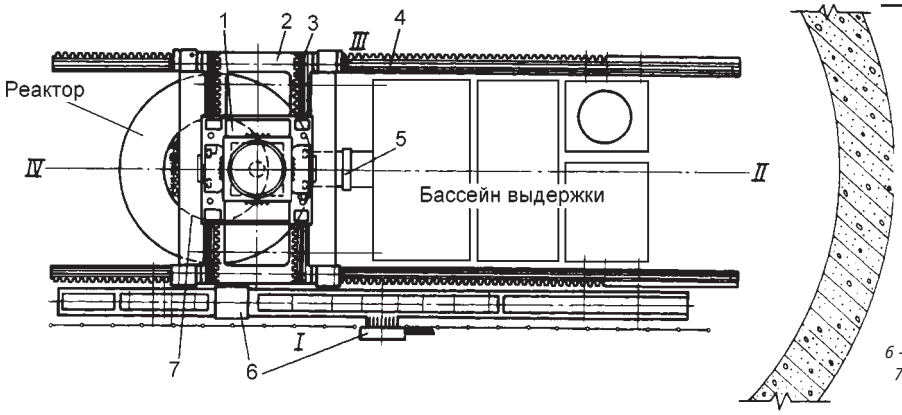
Всас насосов TG выполнен в виде отверстия в облицовке кассетных отсеков TG21B01-03 на отм.28.6.

Возврат охлажденной воды производится по трубопроводам, которые входят в отсеки TG21B01-03 на отметке 28.6 и опускаются до отметки 20.94. В системе TG установлено три насоса расхолаживания TG11-13D01, причем каждый насос имеет индиви



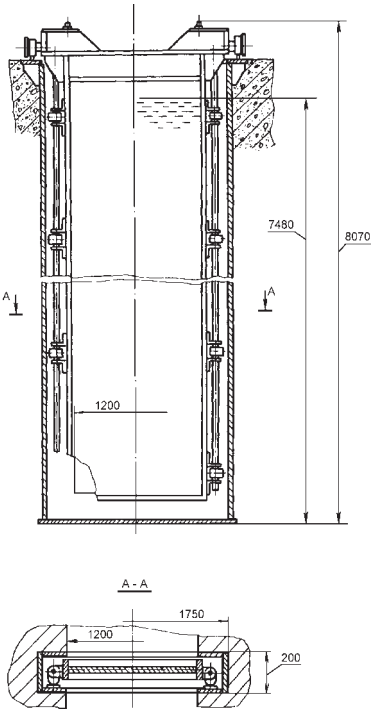




*Конструкция пенала для негерметичных ТВС типа ПО2-2-2*




*Перегрузочная машина энергоблока с ВВЭР-1000*

*I, II, III, IV - условные оси для ориентации в плане расположения оборудования РУ*
*1 - тележка*
*2 - мост*
*3 - зубчатый рельс передвижения тележки*
*4 - зубчатый рельс передвижения моста*
*5 - гидрозатвор*
*6 - электрооборудование схемы электропитания ПМ*
*7 - зона действия рабочей штанги в активной зоне реактора*




*Гидрозатвор плоский скользящий (шандора)*

дуальные всасывающую и напорную линии с соответствующего кассетного отсека БВ. На напорных и всасывающих трубопроводах охлаждения БВ установлены по две локализующих быстродействующих задвижки (одна снаружи и одна внутри гермооболочки).

Для исключения возможности случайного опорожнения отсеки для ОТВС дренажей не имеют. Все трубопроводы, входящие и выходящие из топливных отсеков бассейна выдержки заведены сверху БВ таким образом, чтобы их разрывы не приводили к снижению уровня воды ниже уровня, требуемого в режиме хранения топлива.

С целью недопущения переполнения бассейна в каждом из его отсеков установлено по 2 перелива, один из которых соответствует уровню воды при длительном хранении топлива, а второй - уровню воды при перегрузке топлива.

Бассейн выдержки может быть отделен от шахтного объема специальным гидрозатвором плоским скользящим, который обычно называют шандорой. Шандора поставляется в комплекте с закладной рамой.

Собственно шандора - это подъемное полотнище, представляющее из себя плиту толщиной 40 мм, оконтованную с боков опорными стойками и обвязками снизу и сверху. Уплотнение шандоры осуществляется резиновым шнуром специального профиля, закрепленным на боковых стойках и нижней обвязке прижимными планками.

Аналогичными шандорами отсекаются от общего объема универсальное гнездо TG21B04 и кассетный отсек TG21B02. Снятие шандоры разрешается только при равных уровнях в соседних отсеках. Шандора рассчитана на следующие нагрузки:

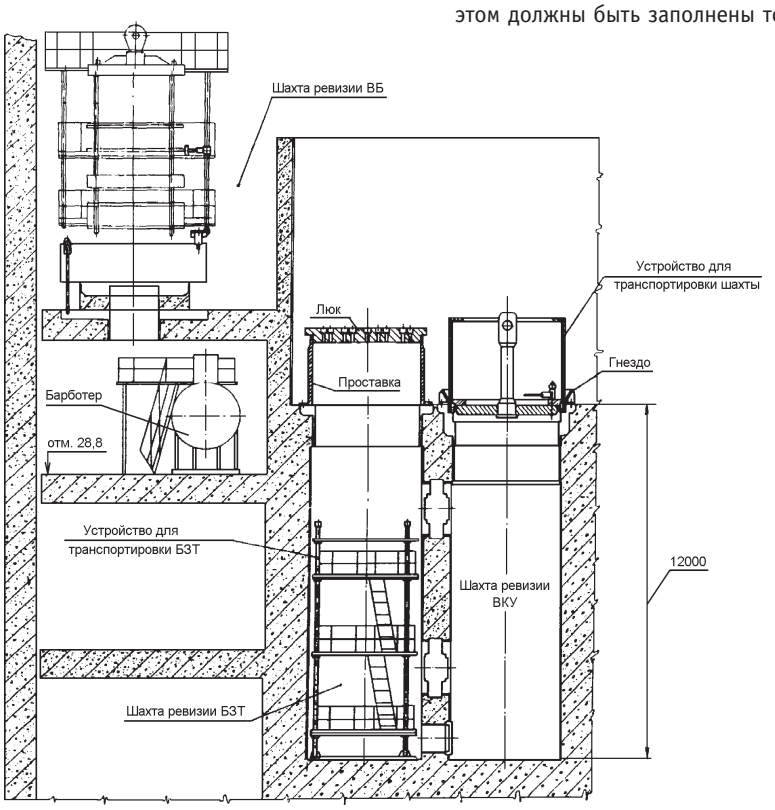
- гидростатическая нагрузка со стороны бассейна выдержки - 7,32 метра;
- сейсмическая нагрузка - сейсмостойкость в рабочем состоянии при землетрясении силой 9 баллов по шкале MSK-64, включая гидродинамическую нагрузку.

При снятой шандоре БВ через гидрозатвор соединяется с шахтным объемом, образуя бассейн перегрузки. В состав бассейна перегрузки входят:

- бассейн выдержки TG21B01-04;
- шахта ревизии ВКУ TG21B05;
- шахта реактора YC00B01;
- шахта ревизии БЗТ TG21B06.

Бассейн перегрузки БП предназначен для проведения транспортно-технологических операций при загрузке свежих и отработанных ТВС, а также для транспортно-технологических операций с ВКУ, БЗТ и шахтой реактора.

*Оборудование шахт ревизии ВКУ и БЗТ TG21B05-06*



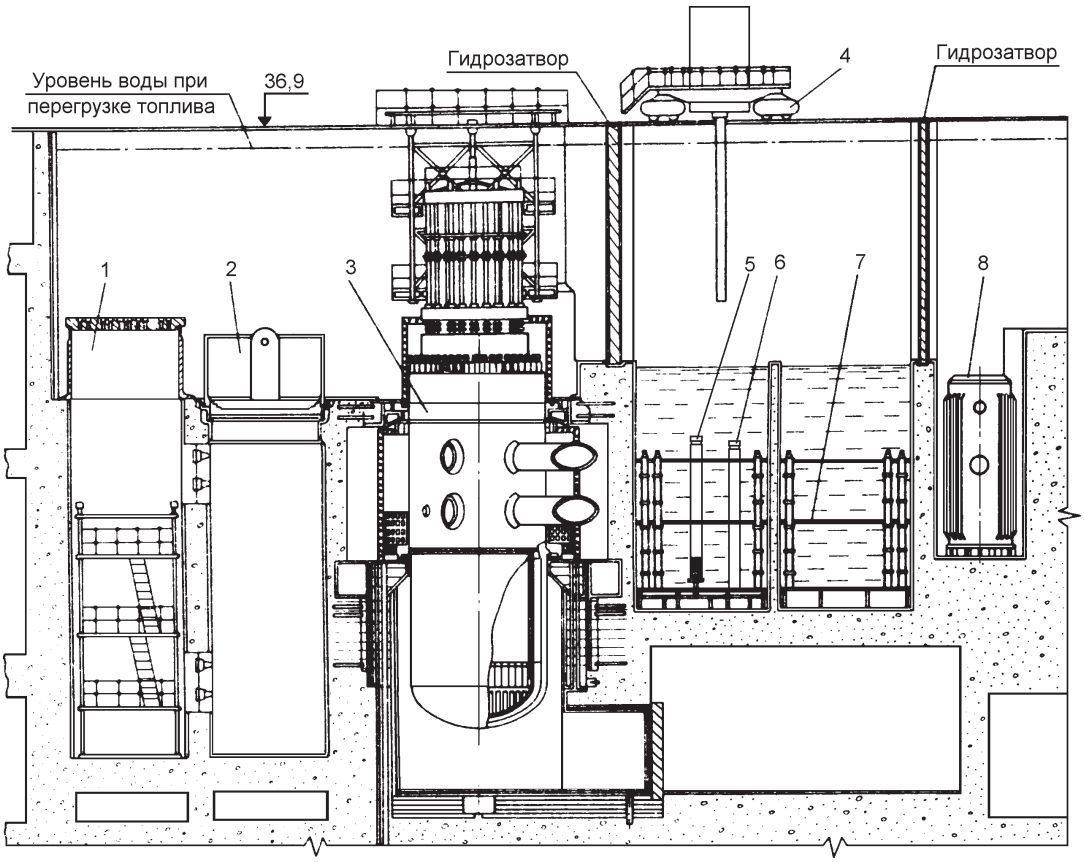

При эксплуатации РУ на мощности БВ находится в режиме “хранения ОТВС”. При этом должны быть заполнены только отсеки TG21B01-03 по отметку 28,8, а общий объем воды в них равен 541 м$^3$.

При хранении топлива уровень воды в БВ должен всегда поддерживаться на отметке 28.8. Ось всасывающих трубопроводов по компоновке находится на отметке 27.9 метров, что значительно выше отметки верха хранящихся в бассейне ТВС (верхняя отметка головок ТВС согласно ТОБ составляет 25.9 метра).

Во избежание вывода из циркуляции 550 кубометров воды при аварии с разрывом 1 контура из-за ее паразитного накопления в шахтах ревизии ВКУ и БЗТ при эксплуатации РУ всегда должны быть открыты аварийные дренажи TG21S11-16.

По этим же причинам перед пуском энергоблока после перегрузки шандора, разделяющая БВ и шахтный объем, должна быть снята с составлением акта.

Во время проведении перегрузки ядерного топлива БМП заполняется до отметки 36,2, общий объем воды при этом достигает 2820 м$^3$.




*Общий вид бассейна выдержки и мокрой перегрузки*

*1 - шахта ревизии БЗТ*
*2 - шахта ревизии ВКУ*
*3 - реактор*
*4 - перегрузочная машина МПС-1000*
*5 - гермопенал*
*6 - пенал КГО (СОДС)*
*7 - стеллаж бассейна выдержки*
*8 - транспортный контейнер ТК-13*

# Описание оборудования системы охлаждения БВ

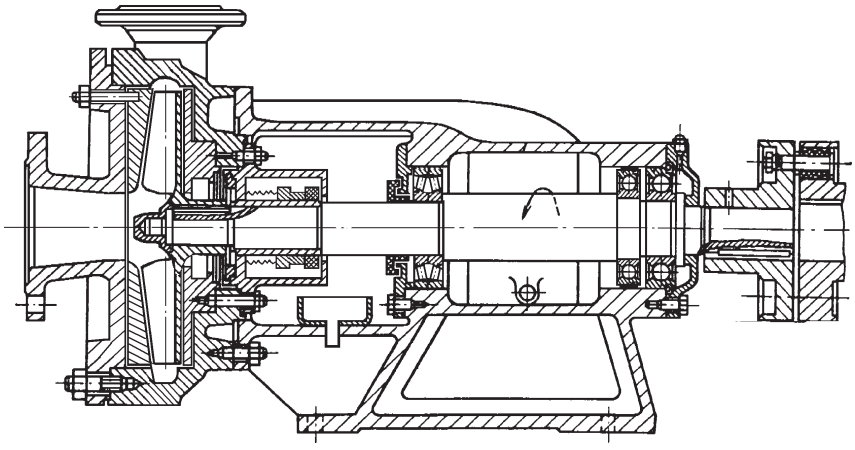
## Насос расхолаживания БВ TG11(12,13)D01

Для создания циркуляции в системе охлаждения БВ применяются насосы типа ТХ800/70/8-К-2Е, которые изготавливались ПО "Уралгидромаш" (г. Сысерть Свердловской области). Насосы расхолаживания БВ TG11-13D01 типа ТХ800/70/8-К-2Е расположены в пом. А-123/1,2,3 негерметичной части РО соответственно.

Насос расхолаживания БВ - центробежный, горизонтальный, консольный, одноступенчатый. Уплотнение вала - одинарное торцевое. Смазка и охлаждение трущихся поверхностей в уплотнении осуществляется перекачиваемой жидкостью.

Ротор насоса вращается в двух подшипниковых опорах. В левой опоре устанавливается сферический шарикоподшипник. В правой опоре устанавливается радиально-упорный подшипник. Осевая нагрузка на ротор воспринимается радиально-упорным подшипником. Смазка подшипников - консистентная, ЦИАТИМ-202.

*Упрощенное устройство насоса типа ТХ*



Максимальная температура подшипников насоса и эл.двигателя - 70 градусов С. Направление вращения вала насоса - против часовой стрелки, если смотреть со стороны эл.двигателя.

Материал основных деталей насоса ТХ800/70: рабочего колеса, всасывающей крышки, корпуса насоса, переднего и заднего защитных дисков - сталь 12Х18Н9ТЛ-II, защитной втулки и вала - сталь 12Х18Н9Т, кронштейна - Ст3, полумуфты - сталь 35.

*Техническая характеристика насосов TG11-13D01*

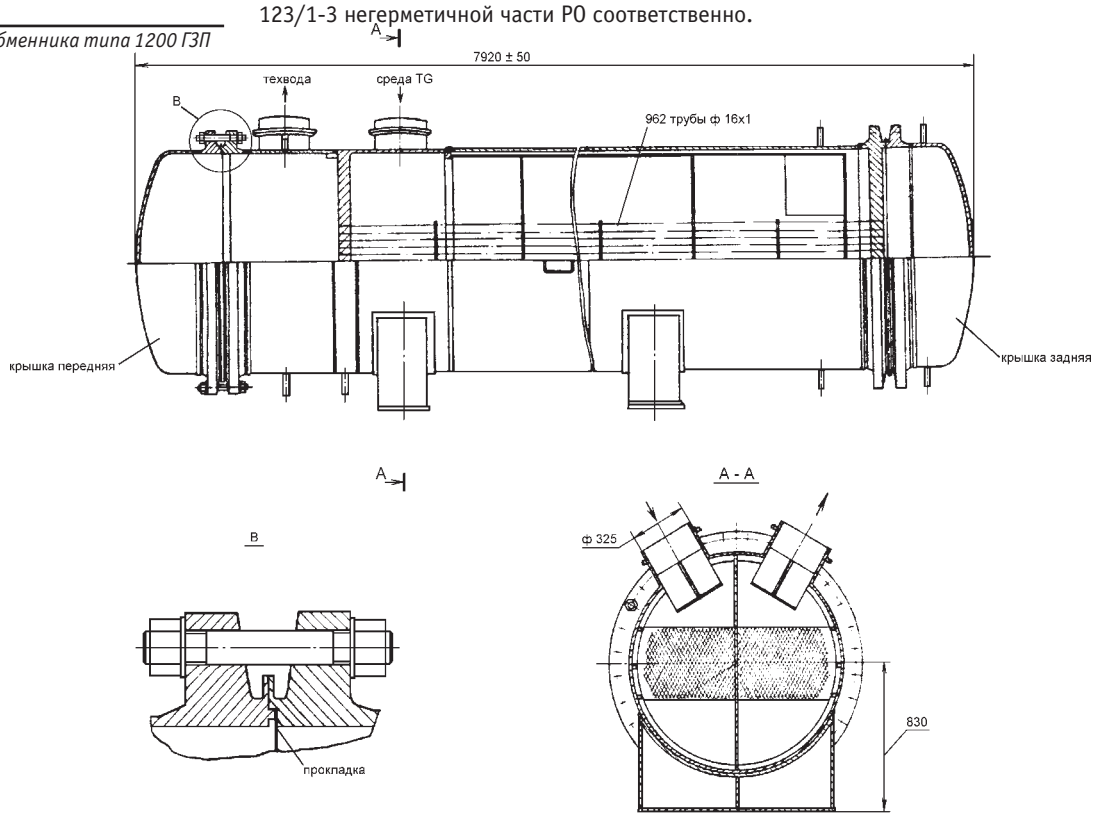
| *Параметр* | *Величина* |
|---|---|
| *Тип насосов* | *ТХ800/70/8-К-2Е* |
| *Производительность, м$^3$/час* | *600* |
| *Напор, м.в.ст.* | *35* |
| *Частота вращения, об/мин* | *730* |
| *Допустимый кавитационный запас, м.в.ст.* | *6,0* |
| *КПД, %* | *65* |
| *Давление на всасе, не более, кг/см$^2$* | *3* |
| *Утечки через уплотнение, л/ч* | *0,03* |
| *Мощность двигателя, КВт* | *132* |
| *Напряжение питания, В* | *380/50 гц* |
| *Масса насосного агрегата, кг* | *2050* |
| *Тип электродвигателя* | *А03-3555-83* |

## Теплообменник расхолаживания БВ TG11(12,13)W01

Теплообменник расхолаживания бассейна выдержки TG11(12.13)W01 типа 1200 ГЗП представляет собой горизонтальный жесткотрубный кожухотрубчатый, противоточный, двухходовой аппарат по стороне трубного пространства, с многократным поперечным обтеканием трубного пучка по межтрубному пространству.

Теплообменники расхолаживания БВ TG11,12,13W01 расположены в помещениях А-123/1-3 негерметичной части РО соответственно.

*Конструкция теплообменника типа 1200 ГЗП*




Поверхность теплообмена выполнена из 962 труб 18 х 1 мм, расположенных по равностороннему треугольнику с шагом 23 мм. Положение труб в корпусе фиксируется дистанционными решетками, которые приварены к продольной перегородке в корпусе и связаны с 8-ю маяковыми трубами.

Корпус теплообменника выполнен из обечайки внутренним диаметром 1200 мм. К обечайке корпуса с двух торцов приварены трубные решетки, к которым присоединены камеры охлаждающей воды (входа-выхода и поворотная) с эллиптическими днищами.

Для подвода и отвода сред служат патрубки Ду300. Камеры охлаждающей воды и межтрубное пространство снабжены дренажами Ду30.

Поворотная камера трубного пространства и корпус по стороне межтрубного пространства имеют воздушники Ду15. Теплообменник установлен на двух опорах - подвижной и неподвижной.

Теплоноситель бассейна выдержки движется в межтрубном пространстве, техническая вода группы "А" - в трубном. Эта компоновка позволяет, сняв крышки "входа-выхода" и поворотной камеры, производить чистку т/о и дефектацию трубчатки. Сдувки из межтрубного пространства т/о заведены в бак TY20B01.

Из-за высокого содержания в техводе группы "А" VF наблюдаются коррозионные повреждения трубных досок, патрубков и крышек теплообменников TG, изготовленных из стали 08Х18Н10Т. Данная проблема распространяется на все теплообменники PO, охлаждаемые техводой VF. По причине коррозионных повреждений трубок и трубных досок на блоке N4 были заменены два теплообменника охлаждения БВ из 3$^{x}$. В настоящее время внедряется протекторная защита этих теплообменников.

*Техническая характеристика теплообменников TG11-13W01*

| Параметр | Величина | |
|---|---|---|
| | трубное пространство | межтрубное пространство |
| Расход среды т/час, не более | 950 (техвода) | 630 (РБК) |
| Давление расчетное кгс/см$^2$ | 10 | 5 |
| Давление рабочее | 5 | 3 |
| Объем, м$^3$ | 2,48 | 5,2 |
| Гидравлическое сопротивление, кгс/см$^2$ | 0,83 | 0,72 |
| Температура расчетная $^0$C, не более | 70 | 100 |
| Номинальная тепловая мощность при t техводы 5/33 $^0$C, МВт | 20,12 / 10,35 | |
| Поверхность теплообмена, м$^2$ | 325 | |
| Количество/диаметр т/о труб | 962 / 16 x 1 | |
| Материал поверхности теплообмена | 08Х18Н10Т | |

## Насос подачи вод БВ на очистку TB30D05

Предназначен для подачи воды бассейна выдержки на очистку путем ее прокачки через установку СВО-4 на СК.

Насос центробежный, горизонтальный типа Х 45/90А/К-2Г. Рабочее колесо выполнено из двух дисков, соединенных лопатками. Передний диск имеет входное отверстие для подвода жидкости к лопаткам, задний выполнен вместе с втулкой и воспринимает крутящий момент от вала.

На заднем диске имеется отверстие для уравновешивания от осевого усилия. Рабочее колесо на валу насоса крепится гайкой, имеющей осевую резьбу для предотвращения самоотвинчивания.

Направление вращения вала насоса - против часовой стрелки, если смотреть со стороны эл.двигателя. Для смазки подшипников применяется консистентная смазка ЦИАТИМ-202.

*Техническая характеристика насоса TB30D05*

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Тип насоса | Х 45/90А/К-2Г |
| Производительность, куб.м/час | 45 |
| Напор, м.вод.ст | 90 |
| Частота вращения, об/мин. | 2980 |
| Мощность электродвигателя, квт. | 20 |

# Управление и контроль в системе расхолаживания бассейна выдержки

Управление и контроль системы TG выполнены в соответствии с технологической частью проекта в трехканальном исполнении с территориальным, электрическим и информационным разделением каналов. При этом средства автоматизации изготовлены в сейсмостойком исполнении.

Подсистема автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех предусмотренных проектом режимах. Предусмотрено дистанционное индивидуальное управление насосами и электрифицированной арматурой с БЩУ. Ключи управления оборудованием размещены на несистемной панели БЩУ HY09, на которых также размещены лампы сигнализации положения упомянутого оборудования, а также размещены табло предупредительной сигнализации.

При нарушениях цепей управления насоса и ряда арматур на панелях каналов безопасности появляются сборные световые табло “Неисправность цепей управления в шкафах связи БЩУ, РЩУ”. При этом неисправный КУ блокируется.

Восстановление управления от этого ключа производится в помещении системы безопасности дежурным персоналом ЦТАИ. Подобный метод защиты цепей управления распространен на все оборудование систем безопасности и предотвращает несанкционированное воздействие на механизмы в таких случаях, как, например, пожар, механические разрушения панелей управления оборудованием.

Отсечная пневмоарматура системы управляется по командам разрывных защит 1 контура (так называемые “защиты САОЗ”). Сигнализация положения отсечной арматуры выведена на панели систем безопасности БЩУ и РЩУ. Аппаратура управления, реализующая команды защит САОЗ, размещена в шкафах соответствующих каналов СБ.

Согласно проекта для измерения уровней в бассейне выдержки для предоставления информации (включая сигнализацию) на БЩУ и РЩУ используются буйковые уровнемеры типа УБЭ-ЭВ (для измерения L в отсеках TG21B01,02,03), преобразователи “Сапфир-22” с установкой штуцеров на трубопроводах слива воды из БВ (для измерения L в отсеках TG21B04,05,06), а также сигнализаторы уровня С-57. Для измерения температуры в бассейне выдержки используются термопреобразователи сопротивления типа ТСП-8053.

Также предусмотрена установка расходомерных шайб на напоре насосов TG11-13D01 для контроля за расходом работающего насоса с выводом показаний на дисплей РМОТ.

Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы, является температура и уровень воды в бассейне выдержки. Проектом предусматривается аварийная сигнализация на БЩУ и РЩУ по понижению уровня в бассейне выдержки ниже 783 см.

Для контроля за состоянием оборудования в условиях нормальной эксплуатации блока на дисплеи РМОТ выведена необходимая информация по положению арматуры и механизмов, а также в цифровом виде по основным технологическим параметрам. Кроме того на дисплеи РМОТ выводится сигнализация отклонения параметров, аварийного отключения механизмов, а также хода и останова арматуры в промежуточном состоянии.

К числу решений, направленных на выявление отказов и их своевременное устранение, относятся следующие проектные решения:

- контроль электропитания исполнительных цепей механизмов;
- контроль электропитания и появления “земли” в цепях шкафов УКТС.

# Работа системы расхолаживания бассейна выдержки

Как уже было указано при эксплуатации РУ на мощности должны быть заполнены РБК с концентрацией 16 гр/кг кассетные отсеки TG21B01-03 по отметку 28,8. Если в бассейне выдержки находится отработанное ядерное топливо, то для отвода остаточных энерговыделений от ОТВС всегда должен находится в работе один насос и теплообменник расхолаживания БВ TG11(12,13)D01,W01.

Согласно разделу 3.2.12.7 ТОБ при длительном хранении топлива достаточно работы одного насоса охлаждения бассейна выдержки для обеспечения требуемой температуры воды в БВ на уровне 50 градусов С. В период ППР в бассейн выдержки может быть полностью выгружено топливо из активной зоны реактора. В этом случае для обеспечения требуемой температуры воды в БВ (70 $^0$C) может быть необходима работа двух насосов и двух теплообменников.

Согласно И.Э. системы расхолаживания БВ давление и расход на работающем насосе TG11(12,13)D01 должны составлять 3,6 кгс/кв.см и 600 кубометров в час. Однако инструкция по эксплуатации системы расхолаживания БВ разрешает снижать расход на работающем насосе TG11(12,13)D01 для регулирования температуры в БВ.

Допускается выводить в ремонт при любом режиме работы энергоблока один канал системы расхолаживания БВ без ограничения времени. Для проведения перегрузки по крайней мере 2 канала охлаждения БП должны находиться в состоянии готовности к работе, один может находится в резерве.

При этом производится отбор и возврат воды из всех кассетных отсеков посредством соединения всасывающих и напорных линий насосов TG11-13D01 с отсеков TG21B01-03 через открытые перемычки TG10S01-08. Этот момент является особенно важным если производится хранение отработанных ТВС во всех трех кассетных отсеках БВ.

Подключение второго насоса, ввод в работу резервного насоса при отказе рабочего или отказах в системе техводы осуществляется ИУР дистанционно с БЩУ.

Автоматических действий не требуется, так как даже при полном прекращении подачи охлаждающей воды рост температуры воды в бассейне выдержки происходит достаточно медленно (по данным гл.4 ТОБ скорость разогрева БВ при этом составляет примерно 20 $^0$C/час), что позволяет оператору принять соответствующие меры.

Одной из особенностей эксплуатации БВ является очень узкий диапазон допустимого изменения его рабочего уровня в режиме "хранения ОТВС", так как повышение уровня до отм. 28.93 при закрытых средних переливах может приводить к попаданию воды в УГ и/или на главный разъем реактора.

Снижение же уровня ниже отм. 28.1 может привести к подсосу воздуха во всасывающий трубопровод, "срыву" работающего TG11(12,13)D01 и прекращению принудительной циркуляции в кассетных отсеках БВ. Все это требует организации четкого контроля за уровнем в БВ и своевременной его подпитки.

Осуществление подпитки БВ также является очень ответственной операцией. Нужно всегда помнить, что штатная линия Ду159 заполнения БВ ОТМ50 с СК выполнена единой на все блоки и не имеет индивидуальной отсечной арматуры на спецкорпусе.

Поэтому при подаче РБК по этой линии автоматически встают под давление трубопроводы заполнения всех остальных блоков, в случае недозакрытия или неплотности арматуры на линии заполнения на каком-то блоке его БВ пойдет на перелив.

Можно проводить дозаполнение БВ насосом TB30D03 из TB30B01,02 по линии TB30S18,28 и TG21S29-31. Кроме того, имеется система аварийного заполнения БВ из бака аварийного запаса бора ГА-201 от спринклерных насосов TQ11(21.31)D01 через TQ11(21,31)S14 в напорный трубопровод насосов TG11-13D01 в гермозоне. В случае обесточения блока или срабатывании системы локализации (закрытия пневмоотсечной арматуры при возникновении разрыва 1 или 2 контура), когда невозможно подпитывать БВ по штатной схеме, предусмотрено заполнение из баков аварийного запаса бора TQ10(20,30)B01.

Для исключения ошибочного переполнения БВ нужно держать арматуру по линии заполнения, включая п/а TG20S01-03, всегда закрытой и обязательно проверять ее перед заполнением БВ смежных блоков.

Наиболее узкое место в системе TG с точки зрения эксплуатации - это огромное количество разного рода перемычек и арматуры, особенно в гермооболочке. Это требует внимания и аккуратности при производстве переключений в системе. Для ОРО,-СОРО и ИЭРО необходимо хорошее знание расположения этой арматуры по месту, с учетом того что изучение ее расположения в гермозоне доступно редко.

Рекомендуется поддерживать температуру воды в БВ в пределах 40-50 градусов С, при этом согласно инструкции не допускается резкое расхолаживание (разогрев) воды бассейна выдержки со скоростью более 10 градусов С за 5 часов. Резкое и частое расхолаживание БВ может вызвать повреждение облицовки бассейна.

Все это требует проведения регулирования тепловой мощности работающего на расхолаживание т/о TG11(12,13)W01.

Теплообменная способность т/о БВ типа ГЗП 1200 явно избыточна, особенно в зимнее время вследствие низкой температуры техводы VF относительно энерговыделения отработанного топлива и требуется организация малых расходов техводы. Регулирование же расходов техводы VF с БЩУ затруднено из-за того, что согласно проекту на трубопроводах подачи и слива VF установлены запорные задвижки Ду 300, управляемые одним ключом с панели БЩУ одновременно.

Особую важность имеет прозрачность воды бассейнов выдержки в период работы по перегрузке топлива и отправке его на регенерацию. Производительность и качество очистки воды штатными установками спецводоочистки должны удовлетворять требованиям режима эксплуатации по прозрачности 95%. Однако опыт эксплуатации показал, что для качественной работы промышленного телевидения необходимо иметь прозрачность 98-99%.

Подача воды БВ на очистку на СВО-4 вводится в работу при работающей системе расхолаживания БВ если имеется несоответствие показателей водного режима БВ нормам ВХР:

| | |
|---|---|
| *Концентрация бора* | *16 гр/кг;* |
| *Прозрачность* | *более 95 %;* |
| *Концентрация Na* | *до 1 мг/кг;* |
| *Показатель pH* | *5,7 - 10,2;* |
| *Концентрация Cl* | *менее 0,1 мг/кг.* |

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем охлаждения БВ

## Событие, происшедшее 11 июня 1994 года на Запорожской АЭС

Вечером 11 июня 1994 года при подаче борного раствора со спецкорпуса в БВ-3 энергоблока N3 Запорожской АЭС (для перегрузки ТВС) ВИУР пускаемого энергоблока N1 заметил рост уровней в отсеках БВ-1. Несмотря на принимаемые меры (проверка и дозакрытие арматуры на линии заполнения БВ-1, осмотр гермозоны, приостановка подачи РБК со СК) за 3 часа произошел перелив 130 кубометров воды из отсеков TG21B01-03 в отсек TG21B04 (“универсальное гнездо”) через верх разделительной стенки. Персонал РЦ произвел дренирование борного раствора из TG21B04 на спецкорпус. При этом часть этого раствора поступила из дренажного коллектора в шахту ревизии ВКУ, а из нее - на пол отметки 13.2 (из-за открытых дренажей).

Подача борного раствора на заполнение БВ-3 была продолжена. В следующую смену ночью повторились признаки поступления борного раствора в БВ-1. Персонал РУ опять дозакрыл арматуру на линиях заполнения БВ-1, осматривал гермозону. После очередного обжатия этой арматуры на закрытие поступление борного раствора в БВ-1 прекратилось, но РУ была остановлена из-за обнаруженных признаков попадания борного раствора через порог проема между БВ и шахтой реактора на разделительный сильфон и на шпильки верхнего блока работавшего на 25% мощности горячего реактора.

В утреннюю смену организовано снятие теплоизоляции с верхнего блока реактора и осмотр. Обнаружена кристаллическая борная кислота на разделительном сильфоне и на шпильках главного разъема. Разборкой обнаружены внутренние повреждения вентиля TG20S09 на линии заполнения БВ-1 в напорный трубопровод охлаждения кассетного отсека TG21B03, в том числе разрушение части резьбы ходовой гайки. При таком повреждении дожатие арматуры на закрытие вызывает возврат шпинделя в исходное положение.

Непосредственными причинами попадания борного раствора на элементы горячего реактора блока N1 по результатам расследования явились:

- пуск реактора блока N1 с неисправностями в системе охлаждения БВ (арматура TG20S09 числилась в дефекте около месяца, в ремонте находилась и пневмоарматура на выходе дренажного коллектора БВ-1 из ГО);
- неудовлетворительный контроль за состоянием арматуры системы охлаждения БВ-1 перед пуском реактора и перед подачей раствора в БВ-3;
- недостаточно настойчивые и неоперативные действия по восстановлению проектного положения арматуры системы TG при признаках переполнения БВ.

По мнению комиссии коренными причинами нарушения явились недостатки подготовки оперативного персонала и недостаточная его приверженность технологической дисциплине, которые выразились в том, что:

- персонал РЦ держал закрытой арматуру на линиях перелива из отсеков и общем дренажном коллекторе БВ вопреки требованию инструкции по эксплуатации;
- персонал РЦ знал о дефекте арматуры TG20S09 и при росте уровня в БВ не потребовал ее ремонта и прекращения подачи борного раствора со спецкорпуса до восстановления арматуры;
- при дренировании раствора из TG21B04 персонал не составлял бланк переключений, поэтому не было проверено состояние всей необходимой арматуры;

персонал вечерней смены РЦ 11 июля не сделал записей в оперативном журнале записей о происшествиях в системе БВ и ничего не передал устно следующей смене.

### Событие, происшедшее 11 января 1993 года на Кольской АЭС

При вскрытии защитной шторки бассейна выдержки энергоблока N⁰2 Кольской АЭС бригада ТТО была необоснованно облучена из-за очень низкого уровня в БВ, хотя по показаниям на БЩУ-2 уровень в БВ находился в нормальных эксплуатационных пределах.

Нужно сказать, что на блоке N⁰2 Кольской АЭС с ВВЭР-440 бассейн выдержки был переделан под двухъярусное хранение ТВС, что требовало жесткого контроля за уровнем в БВ (который должен был поддерживаться более высоким по сравнению с одноярусным хранением ОТВС).

Расследованием было установлено, что все измерительные каналы по уровню в БВ были подсоединены к единственному датчику, на котором возникла неисправность (он не менял показаний при изменении уровня в БВ). Усугублению ситуации способствовало формальное отношение персонала РЦ на БЩУ-2 к ежесменному контролю уровня в бассейне выдержки. Операторов БЩУ не насторожил тот факт, что три недели подряд показания уровнемеров оставались неизменными несмотря на отсутствие подпитки БВ, наличие ежесуточного испарения с зеркала БВ (2,2 куб.-метра) и утечки.

Комиссия также отметила неудовлетворительную организацию работы бригады ТТО, которая выразилась в работе бригады без оформления дознаряда и без наличия контролирующего дозиметриста.

# Система высокотемпературной байпасной очистки теплоносителя первого контура ТС

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Объяснить, почему в теплоносителе 1 контура нормируется содержание продуктов коррозии.
- Указать недостатки применения ионообменных смол для очистки теплоносителя 1 контура.
- Объяснить достоинства применения высокотемпературных сорбентов для очистки теплоносителя 1 контура.
- Нарисовать упрощенную технологическую схему системы СВО-1.
- При наличии технологической схемы системы СВО-1 показать схему циркуляции теплоносителя для одной цепочки.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов системы СВО-1 :
  - Высокотемпературный фильтр (ВТФ) ТС10-40N01.
  - Фильтр-ловушку (ФЛ) ТС10-40В01.
  - Фильтр-контейнер ТС00N01.
  - Устройство для гидровыгрузки сорбента УГВС.
- Объяснить, как согласно проекта должна проводиться отмывка, регенерация и гидровыгрузка высокотемпературного сорбента в фильтрах СВО-1.
- Указать опасность повышения перепадов давления на ВТФ и ФЛ.

**Объяснить назначение, упрощенное устройство и основы эксплуатации системы высокотемпературной байпасной очистки теплоносителя 1 контура (СВО-1) на АЭС с ВВЭР-1000 (РУ В-320).**

# Теоретические аспекты необходимости системы СВО-1

Безопасное и экономичное ведение основного технологического процесса на АЭС обеспечивается в числе прочих поддержанием оптимального водно-химического режима в первом контуре с учетом конструкций и материалов реактора, парогенератора, прочего оборудования и специфичности получения энергии в реакторах типа ВВЭР за счет энергии деления ядер.

Оценивая работоспособность первого контура, следует обратить самое серьезное внимание на проблемы коррозии и износа механического оборудования контура, образование отложений в активной зоне, целостность оболочек твэл, загрязнение систем РУ.

Присутствие в теплоносителе растворимых солей интенсифицирует коррозионные процессы, повышая электропроводность воды. Из растворенных минеральных примесей наибольшую опасность представляют ионы хлора и фтора, препятствующие образованию защитной пленки и увеличивающие скорость общей коррозии почти всех металлов.

В сочетании с кислородом даже небольшие концентрации хлоридов и фторидов вызывают коррозионное растрескивание напряженной аустенитной стали марки Х18Н10Т, широко распространенной в реакторостроении.

Высокие концентрации этих веществ также влияют на стойкость циркония, так как за счет интенсификации образования растворимого хлоридного (фторидного) комплекса с цирконием увеличивается пористость окисной пленки и снижаются ее защитные свойства. Все это требует ограничить концентрацию хлоридов и фторидов в реакторной воде не более 0,1 мг/кг.

Начиная с 1963 года борное регулирование используется практически на всех мощных энергетических реакторах с водой под давлением. Оценивая влияние борной кислоты на организацию ВХР первого контура, нужно принимать во внимание необходимость введения сильного основания КОН в воду первого контура для поддержания оптимального значения pH (при рабочей температуре 1 контура) в пределах 6,9-7,1 в течение всей кампании и уменьшения скорости коррозии конструктивных материалов при поддержании требуемой концентрации борной кислоты.

Однако при регулировании pH теплоносителя едкими щелочами нужно учитывать, что согласно современным данным, высокие концентрации щелочи могут привести к коррозионному растрескиванию нержавеющих сталей.

Наличие NaOH в воде 1 контура не рекомендуется в связи с увеличением активности теплоносителя за счет образования сравнительного короткоживущего изотопа $^{24}Na$.

Под воздействием нейтронного и гамма-излучения в воде 1 контура протекают химические реакции, накладывающие дополнительные требования к водно-химическому режиму.

При замедлении нейтронов в воде происходит разрыв первичных связей молекул воды и образование свободного водорода. Аналогичное действие оказывает гамма- и бета-излучение. Радиолитическое разложение воды, протекающее по реакции:

$$2H_2O \leftrightarrow 2H_2 + O_2$$

обратимо, т.е. образующиеся радикалы могут рекомбинировать, но присутствие в теплоносителе 1 контура борной кислоты сдвигает реакцию вправо в сторону разложения воды.

Обратимость реакции ограничивает накопление свободного кислорода в теплоносителе 1 контура однако, без принятия специальных мер, количество его может превысить допустимый предел. Кислород, являясь активным деполяризатором, усиливает коррозию металла. В воде с повышенным значением pH среды проявляется совместное неблагоприятное воздействие кислорода и щелочи на оболочки твэлов из циркония.

С ростом толщины окисной пленки из-за разницы объемов циркониевого сплава и его окислов увеличиваются внутренние напряжения, деформирующие кристаллическую решетку окисла и интенсифицирующие диффузию кислорода и рост пленки, которая начинает терять сплошность и свои пассивирующие свойства. Для подавле

ния кислорода производится дозировка аммиака в первый контур.

Ограничение содержания продуктов коррозии конструкционных материалов первого контура в теплоносителе путем поддержания оптимального водно-химического режима и очистки теплоносителя позволяет уменьшить скорость образования отложений на различных поверхностях контура. Отложения на поверхности твэлов АЭС вследствие их малой теплопроводности могут привести к повышению температуры металла оболочки, а в предельном случае - к пережогу оболочки.

Отложения даже очень малой толщины (около 0,015-0,020 мм) на оболочках твэл в местах максимальных тепловых потоков могут также привести к созданию условий для зарождения и развития очагов местной коррозии. При многократном облучении в активной зоне продуктов коррозии конструкционных материалов, смытых с остальных участков контура, затрудняется доступ к оборудованию и трубопроводам во время ремонта.

Продукты коррозии присутствуют в теплоносителе в основном в нерастворенном состоянии. Исследования на АЭС "Райнсберг" показали, что железо более чем на 99% содержится именно в такой форме.

Как видно из перечисленных проблем, основными задачами водно-химических режимов реакторов типа ВВЭР является поддержание максимальной чистоты теплоносителя, минимизация скорости коррозии и предотвращение отложений в контуре с набором различных конструкционных материалов в условиях больших тепловых потоков на твэлах, интенсивного облучения, присутствия корректирующих добавок и радиолитических газов.

Все вышесказанное требует разработки в проектах реакторных установок АЭС с ВВЭР систем очистки теплоносителя (СВО) первого контура. При выборе методов очистки воды от загрязнений и радионуклидов обычно исходят из целого ряда требований: экономических, радиационной безопасности и т.д. Традиционно в системах очистки теплоносителя первого контура на АЭС широко используются ионообменные смолы.

Сущность ионного обмена заключается в извлечении из водных растворов различных ионов за счет обмена их на другие ионы, входящие в состав фильтрующих материалов, называемых ионитами.

Обработка воды 1 контура АЭС методом ионообмена заключается в ее пропуске через слой ионитов, заключенных в насыпной фильтр. На энергоблоках ВВЭР-1000 "малой" серии (V блок Нововоронежской АЭС, 1 и 2 блоки Калининской АЭС) установка СВО-1 состояла из одного (на 4 петли) фильтра смешанного действия производительностью 40 тонн/час, на котором теплоноситель очищается после охлаждения до 40 $^0$C.

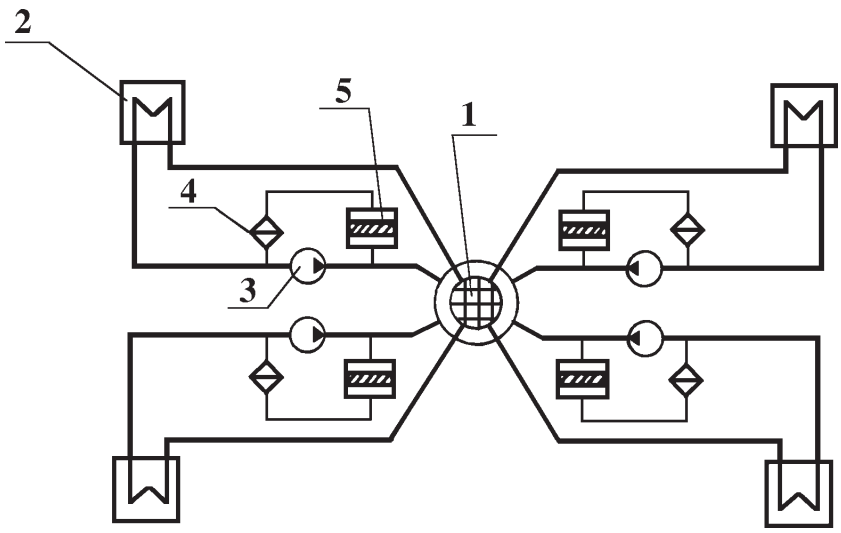
Однако применение ионитов для очистки воды 1 контура имеет один серьезнейший недостаток - оно требует предварительного снижения температуры очищаемой воды примерно до уровня 50 $^0$C ввиду низкой термической стойкости ионитов. Так же ионообменные смолы обладают низкой радиационной стойкостью. Таких недостатков лишены системы очистки воды, основанные на применении высокотемпературных неорганических сорбентов из мелкопористой нержавеющей стали, титана, гранулированного графита и т.д.

Высокотемпературные установки фильтрации высокого давления имеют ряд технологических преимуществ, которые окупают необходимые дополнительные затраты: отпадает необходимость в тракте продувочной воды с охладителями, сборниками, питательными насосами высокого давления и т.п., циркуляция воды в системе 1 КОНТУР - ОЧИСТКА производится за счет перепада давления, создаваемого ГЦН, теплоноситель не обезгаживается, и поэтому отпадает необходимость в интенсивной компенсации потерь водорода, отсутствие дегазации воды позволяет отказаться от громоздких установок переработки газовых сбросов.

Опыт эксплуатации АЭС с ВВЭР показывает, что существующие системы очистки продувочной воды с органическими ионообменными смолами не оказывают существенного влияния на формирование отложений с активированными продуктами коррозии.

Это объясняется тем, что скорость осаждения продуктов коррозии на поверхностях первого контура значительно выше скорости выведения продуктов коррозии системами очистки продувочной воды.

Использование же высокотемпературных систем очистки позволяет без существенных потерь тепла повысить долю теплоносителя, поступающего на очистку.




*Место системы СВО-1 в первом контуре АЭС с ВВЭР-1000 (РУ В-320)*

*1-реактор*
*2-парогенератор*
*3-ГЦН*
*4-высокотемпературный фильтр (ВТФ)*
*5-фильтр-ловушка*

Эффективность удаления из воды продуктов коррозии и радионуклидов коррозионного происхождения при помощи фильтрации на слое высокотемпературного сорбента в настоящее время изучена достаточно хорошо и по экспериментальным данным она равна: железо общее 50-95%, $Cr^{51}$ 80-85%, $Co^{60}$ 50-70%, $Zr^{95}$ 95%, $Fe^{59}$ 90%.

В связи с этим в проекте унифицированной реакторной установки ВВЭР-1000 В-320 была разработана высокотемпературная система байпасной очистки теплоносителя СВО-1, очищающая воду без снижения температуры при рабочих параметрах 1 контура.

В бывшем СССР высокотемпературные фильтры (ВТФ) впервые были серийно установлены на головном блоке Запорожской АЭС с унифицированным реактором ВВЭР-1000 В-320, введенном в эксплуатацию в декабре 1984 года.

Анализ экспериментальных данных, полученных в ходе двух топливных циклов $1^{го}$ блока Запорожской АЭС, показал, что применение в системе СВО-1 высокотемпературного фильтра снизило содержание активных продуктов коррозии в теплоносителе 1 контура и изменило соотношение между уровнями активности растворимой (< 0,45 мкм) и нерастворимой (> 0,45 мкм) фракций этих продуктов. Активность первой фракции более чем в 10 раз выше активности второй фракции.

Низкое содержание крупнодисперстных продуктов коррозии положительно повлияло на структуру формирующихся отложений. Визуальный осмотр внутренних поверхностей первого контура, проводимый в ходе отбора проб, показал отсутствие шлама и рыхлых отложений на внутренних поверхностях оборудования.

## Краткое техническое описание системы СВО-1

Система байпасной очистки СВО-1 (ТС) предназначена для очистки неохлажденного теплоносителя 1 контура от взвешенных активированных продуктов коррозии конструкционных материалов 1 контура.

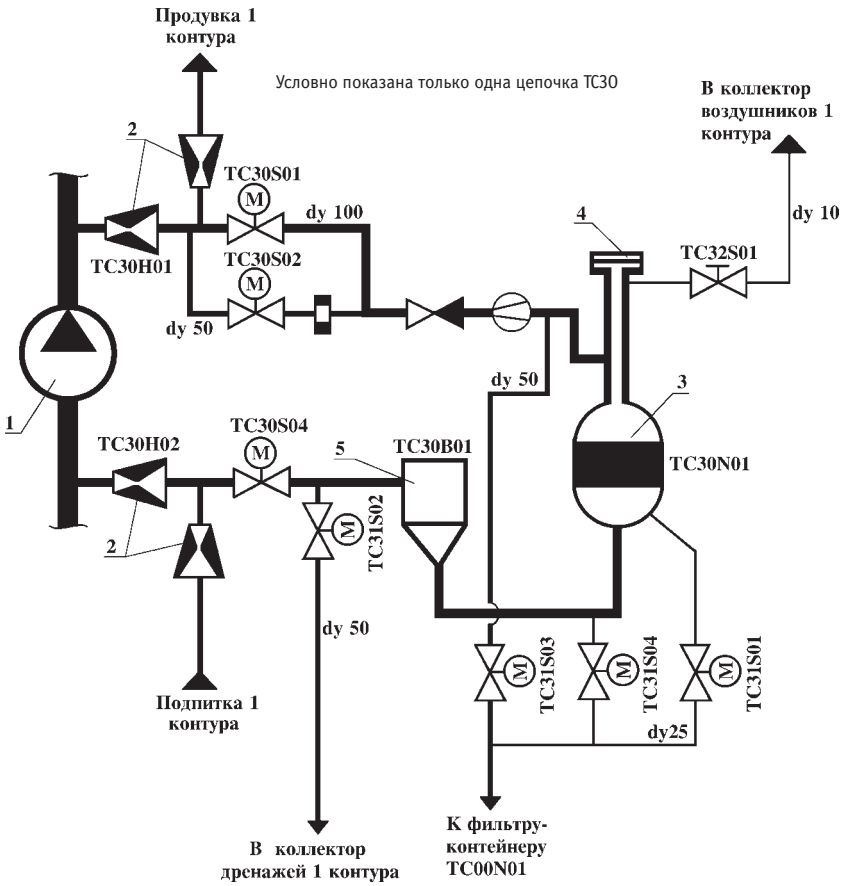
Система СВО-1 (ТС) состоит из четырех одинаковых цепочек, расположенных на байпасах ГЦН, т.е побудителем расхода через цепочку является соответствующий ГЦН. Каждая из цепочек имеет в своем составе один высокотемпературный фильтр (ТС10-40N01) и фильтр-ловушку (ТС10-40B01).

Производительность каждого фильтра 100 т/час, что составляет примерно 0,5% от расхода теплоносителя, циркулирующего по петле. Эффективность удаления радионуклидов коррозионного происхождения на сорбенте составляет 70-90%.

При работе реакторной установки теплоноситель 1 контура с напора каждого ГЦН расходом 60-100 $м^3$/час по трубопроводам Ду 100 поступает в фильтры ТС10,20,30,40N01 сверху, проходит через верхнее распределительное устройство, фильтрующий материал, нижнее распределительное устройство фильтра и, очищенный от продуктов коррозии, пройдя фильтрующие системы фильтров-ловушек ТС10,20,30,40B01, возвращается в 1 контур на всас ГЦН по трубопроводу Ду 100.

Входная задвижка каждой цепочки ТС10-40S01 имеет байпасную линию ТС10-40S02 с дроссельной шайбой, рассчитанной на пропуск расхода 20 $м^3$/час, используемую

для работы системы СВО-1 с пониженным расходом при разогреве или расхолаживании первого контура.




Циркуляция через каждую цепочку системы ТС обеспечивается за счет напора, создаваемого работой главного циркуляционного насоса. Для подключения системы СВО-1 в холодной нитке каждой петли ГЦТ имеется два штуцера Ф 133х12. В местах врезки трубопроводов СВО-1 в ГЦТ установлены ограничители расхода, предназначенные для ограничения течи из 1 контура при разрыве трубопроводов СВО-1.

Трубопроводы Dy 50 продувки первого контура вварены в трубопроводы подачи теплоносителя на фильтры СВО-1. В трубопроводы возврата теплоносителя после фильтров байпасной очистки вварены трубопроводы Dy 50 подпитки первого контура. Все патрубки системы СВО-1 в ГЦТ расположены выше осей "холодных" ниток, что дает возможность проводить ремонт трубопроводов и оборудования системы без выема топлива из реактора.

В качестве фильтрующего материала для заполнения фильтров ТС10,20,30,40N01 используется титановая крошка типа ТП-ВС-1 на основе губчатого титана с размером фракции 2±0,63 мм. Высокотемпературные сорбенты такого типа обладают высокой механической прочностью и сохраняют свои физико-механические свойства (удельную поверхность, механическую прочность, обменную емкость и т.д.) при температуре обрабатываемой воды до 330 $^0$С в течение длительной работы до 10 тысяч часов.

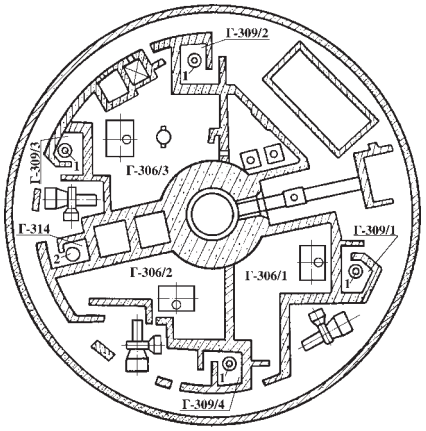
Под действием ионизирующего излучения до флюенса по быстрым нейтронам 5 $10^{21}$ нейтрон/см$^2$ сек свойства сорбента практически не изменяются. Сорбент также обладает высокой химической устойчивостью: при температуре обрабатываемой воды до 350 $^0$С его растворимость составляет менее 1 мг/литр.

Гидравлическое сопротивление гранулированных высокотемпературных сорбентов невелико: при высоте фильтрующего слоя 1 метр и скорости фильтрования 2,8 см/сек (100 м/час) оно составляет 0,07 кгс/см$^2$. Теоретически в процессе работы из-за накопления различных примесей гидравлическое сопротивление сорбента может возрастать до 0,4 кгс/см$^2$.

Высокотемпературные неорганические сорбенты могут применяться для очистки воды, в том числе радиоактивной, при температурах от 20 до 350 $^0$С при величине pH 5-9,5. При этом коэффициент очистки от наиболее часто встречающихся в воде загрязнений равен: от железа - 2,0; меди - 1,5; солей жесткости - 1,6; кремниевой кис

*Упрощенная схема система СВО-1*

*1-ГЦН УДЗОД01*
*2-сужающие устройства (аварийные ограничители течи)*
*3-высокотемпературный фильтр*
*4-заглушка трубы гидровыгрузки УГВС*
*5-фильтр-ловушка*




*План гермооболочки на отм. 13.2*

*1-высокотемпературный фильтр и фильтр-ловушка*
*2-фильтр-контейнер TC00N01*

лоты - 1,4. Очистка воды происходит от веществ, находящихся в любом агрегатном состоянии: грубодисперсных, коллоидных и истинно растворенных.

При насыщении сорбента загрязнениями он может подвергаться взрыхляющей отмывке водой или водой с воздухом, а если этого недостаточно - химической регенерации. В качестве регенерирующих веществ могут использоваться щавелевая, азотная и оксиэтилендифосфорная кислоты.

Для осуществления операций по взрыхлению и отмывке сорбента непосредственно в корпусе ВТФ, а также для проведения дезактивации поверхностей оборудования системы СВО-1 и сорбента предусмотрен подвод воды собственных нужд, сжатого воздуха и дезактивирующих растворов. Для проведения операций дренирования система СВО-1 имеет дренажи со сбросом воды в теплообменник системы организованных протечек TY10W01 или ЕФМ СК.

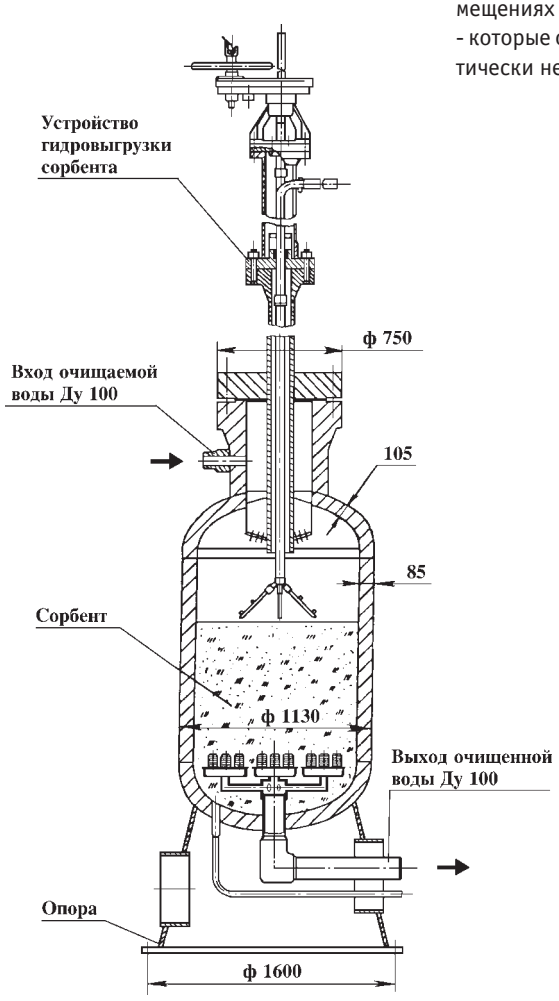
Для осуществления операций по регенерации сорбента, а также для выгрузки сорбента при проведении ремонтных работ предусмотрен фильтр-контейнер TC00N01. Согласно проекта трубопроводы отвода сорбента в фильтр-контейнер смонтированы лишь частично, а само устройство для проведения гидровыгрузки сорбента (УГВС) при необходимости монтируется на фильтре и соединяется с существующим участком схемы при помощи гибких резиновых шлангов. На АЭС поставляется одно устройство для проведения гидровыгрузки сорбента (УГВС) в комплекте с четырьмя высокотемпературными фильтрами.

# Конструкция оборудования системы СВО-1

Как уже указывалось выше, каждая цепочка системы СВО-1 имеет в своем составе высокотемпературный фильтр TC10,20,30,40N01 и фильтр-ловушку зернистых материалов TC10,20,30,40B01.

Основное оборудование системы СВО-1 расположено в специальных бетонных помещениях (боксах) герметичной оболочки - ГА-309/$_{1-4}$ (фильтры и фильтр-ловушки) - которые относятся к помещениям 1 степени по радиационной опасности (!) и практически недоступны для осмотра при работе РУ.

*Конструкция высокотемпературного фильтра TC10-40N01*




## Фильтр высокотемпературный механический TC10-40N01

В качестве составного элемента системы СВО-1 фильтр высокотемпературный механический АФМВТ-1,0-16,0 предназначен для очистки неохлаждаемого теплоносителя 1 контура от радиоактивных взвешенных продуктов коррозии.

Он представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд высокого давления с приваренными эллиптическими днищами. На верхнем днище приварена входная камера, предназначенная для подвода очищаемой воды и для ее равномерного распределения по сечению фильтра, а также для верхней выгрузки и загрузки сорбента. Верхняя камера сверху закрыта крышкой Ф 750 мм, которая уплотняется двумя медно-никелевыми прокладками с контролем протечек между ними. Через крышку входной камеры сверху проходит защитная труба УГВС, при эксплуатации закрытая заглушкой.

Вход очищаемой воды осуществляется через штуцер, расположенный на боковой поверхности входной камеры, далее она проходит по кольцевому зазору между защитной трубой УГВС и обечайкой входной камеры, на нижнем конце которой закреплен конический отбойник с перфорированными отверстиями. Отбойник предназначен для распределения потока очищаемой воды по сечению фильтра.

Отвод очищенной воды осуществляется через нижнее распределительной устройство щелевого типа, предотвращающее выход фильтрующего материала за пределы фильтра, и состоящее из 49 щелевых колпачков, закрепленных на резьбе на тарелках коллектора. Щелевой колпачок представляет собой набор профилированных дисков, закрепленных на основании. Между дисками образуется зазор в виде кольцевой щели шириной 0,3 мм.

Внутри фильтра располагается слой высокотемпературного сорбента из титановой пористой крошки типа ТП-ВС-1 высотой 800 мм и объемом 0,7 м$^3$. Характеристики засыпки приведены в таблице:

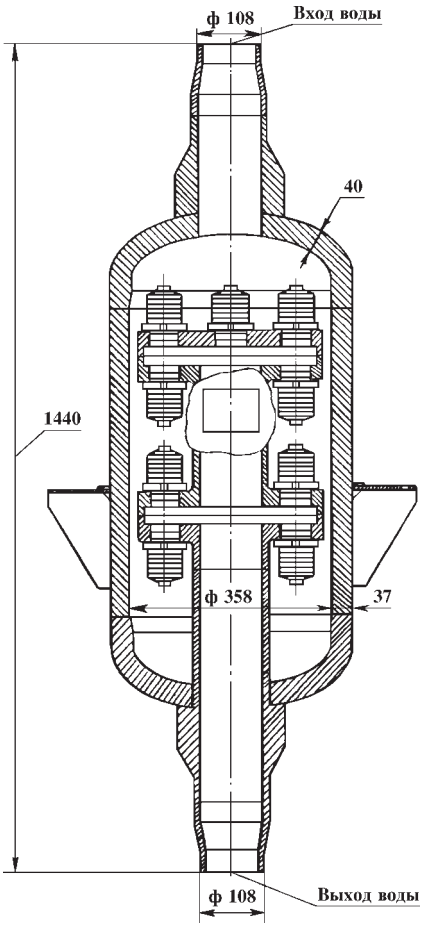
| Размеры фракции (мм) | Химсостав (%) | | | | | Твердость по Бринелю |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Титан | Fe | Cl | $N_2$ | $H_2$ | |
| 2 + 0,63 | основа | 0,9 | 0,02 | 0,05 | 0,1 | 2000,1 |

Для осуществления гидровыгрузки сорбента в фильтр вводится специальное устройство УГВС, позволяющее дистанционно производить гидровыгрузку сорбента в фильтр-контейнер ТС00N01.

Труба, проходящая через входную камеру ВТФ, является опорой для установки устройства гидровыгрузки сорбента и его привода. На четыре высокотемпературных механических фильтра, входящих в состав СВО-1, предусматривается одно устройство УГВС. Оно может быть установлено на любом из четырех фильтров.

Корпус и все детали фильтра, соприкасающиеся с водой, выполнены из нержавеющей стали. Опоры фильтра изготовлены из углеродистой стали.

*Конструкция фильтра-ловушки ТС10-40В01*




## Фильтр-ловушка зернистых материалов ТС10-40В01

В качестве составного элемента системы СВО-1 фильтр-ловушка АФЛВТ-0,3-16,0 предназначена для улавливания высокотемпературного сорбента в системах очистки теплоносителя первого контура после высокотемпературных фильтров в случае аварийного разрушения их дренажных систем.

Представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд высокого давления с эллиптическим днищами и верхним и нижним патрубками. Изготовление обечайки и патрубков предусмотрено из поковок.

Во внутренней полости фильтра-ловушки размещено фильтрующее устройство, состоящее из 33 щелевых колпачков, закрепленных на резьбе на двух соединенных между собой тарелках, образующих коллектор.

Щелевой колпачок представляет собой набор профилированных дисков, закрепленных на основании. Между дисками образуется зазор в виде кольцевой щели шириной 0,3 мм.

Обрабатываемая вода поступает через верхний патрубок, проходит через фильтрующее устройство и очищенная вода выходит через нижний патрубок. В случае выноса сорбента из ВТФ улавливание его производится щелевыми колпачками.

Корпус и все детали фильтр-ловушки, соприкасающиеся с водой, выполнены из нержавеющей стали. Косынки фильтр-ловушки выполнены из углеродистой стали.

## Фильтр-контейнер ТС00N01

Фильтр-контейнер предназначен для приема сорбента из высокотемпературного фильтра при его гидровыгрузке для проведения его ремонта, дезактивации или регенерации сорбента. В отличие от остальных сосудов системы СВО-1, он рассчитан на низкое рабочее давление 10 кгс/см$^2$. При проведении гидровыгрузки сорбента устройство гидровыгрузки УГВС соединяется с ФК ТС00N01 при помощи временных гибких трубопроводов.

## Устройство для гидровыгрузки сорбента УГВС

Устройство для гидровыгрузки сорбента УГВС состоит из цилиндрической приводной головки, крепящейся 4 болтами к плите, приваренной к вертикальной трубе, имеющей продольные прорези. Нижний конец вертикальной трубы с помощью 4 болтов крепится к ответному фланцу защитной трубы УГВС, являющейся элементом высокотемпературного фильтра. В центре фланца вертикальной трубы установлено сальниковое уплотнение, через которое проходит труба Ду35, состоящая из 3$^x$ частей, соединенных между собой с помощью фланцев и муфты.

На наружной поверхности верхней части трубы нанесена трапецеидальная резьба (левая) 44х8. Длина резьбовой части 1050 мм. Для предотвращения проворачивания подвижной трубы и придания ей поступательного движения вдоль образующей верхней части трубы выполнен паз, в который входит зуб фиксирующей фигурной шайбы. Верхняя часть трубы соединена со средней частью фланцевым соединением.

Наружная поверхность средней части трубы, проходящей через сальниковое уплотнение фланца вертикальной трубы, выполнена гладкой. Средняя часть трубы соединена с нижней частью муфтовым соединением.

Наружная часть трубы, имеющая также гладкую наружную поверхность, имеет на конце заборную головку. Заборная головка состоит из конического наконечника, к которому крепится одна центральная и 4 периферические трубки, причем центральная труба приварена к наконечнику, а периферические трубки соединены с ним под углом $45^0$ при помощи гибких резиновых манжет. Эти манжеты позволяют притянуть периферические трубки к центральной для того, чтобы провести заборную головку через защитную трубу УГВС, после чего периферийные трубки занимают свое рабочее положение под углом к центральной трубе за счет упругости резиновых манжет.

## Технические ограничения и эксплуатация системы СВО-1

Подключение системы ТС к реакторной установке производится на стадии дозаполнения первого контура при подготовке реакторной установки к работе после перегрузки топлива. Ввод в работу цепочек системы байпасной очистки теплоносителя 1 контура СВО-1 в работу производится при пуске соответствующего ГЦН. При вводе в работу системы после перегрузки разогрев системы СВО-1 и подъем давления в ней производится вместе с первым контуром.

Как уже было указано выше к системе СВО-1 подключены вспомогательные трубопроводы дренажей, воздушников, подачи промывочной воды СН, дезактивации, сжатого воздуха, выгрузки сорбента. Все эти трубопроводы рассчитаны на низкое давление, поэтому перед подъемом давления в 1 контуре должна выполняться проверка отсекающей арматуры на этих трубопроводах в соответствии с бланком "Граничной арматуры 1 контура" и ИЭ.

В процессе работы системы СВО-1 из-за накопления различных примесей гидравлическое сопротивление сорбента может повышаться. Согласно ИЭ системы ТС при нормальной эксплуатации системы СВО-1 перепад давления при работе ВТФ должен находиться в пределах 2,7-4,8 кгс/см$^2$. Превышение перепадов на ВТФ выше 5 кгс/см$^2$ может привести к разрушению нижних водосборных устройств фильтров и, в конечном итоге, к выносу высокотемпературного сорбента из ВТФ. Во избежание попадания сорбента в первый контур в каждой цепочке имеется по фильтр-ловушке, рассчитанной на предельный перепад давления 1 кгс/см$^2$, образующийся при аварийном выносе сорбента из ВТФ.

Допустимая скорость разогрева корпуса ВТФ - 20 $^0$С/час, скорость расхолаживания - 30 $^0$С/час. В аварийных режимах допускается скорость расхолаживания - 60 $^0$С/час. В режиме нормальной эксплуатации при перепаде давления на фильтр-ловушке сорбентов, не превышающем 1 кгс/см$^2$ и ВТФ - 5 кгс/см$^2$, запрещается выводить из работы систему СВО-1; при превышении указанных перепадов давления необходимо вывести из работы соответствующую нитку СВО-1 и отключить ГЦН этой петли.

Патрубки подпитки 1 контура от системы ТК врезаны в трубопроводы СВО-1 Ду 100 возврата очищенной воды в первый контур после арматур ТС10-40S04. Это помогает снизить температурный перепад на патрубках подпитки при работе системы СВО-1 за счет перемешивания "холодной" подпиточной воды с циркулирующим более "горячим" теплоносителем 1 контура. При выводе из работы отдельных цепочек СВО-1 температурный перепад на патрубках увеличивается. Для уменьшения разницы температур между подпиточной водой и теплоносителем 1 контура при выводе из работы отдельных петель системы СВО-1 на блоке №4 выполнены байпасы петель СВО-1.

При температуре теплоносителя 1 контура ниже 200 $^0$С (при разогреве, расхолаживании и т.д. при условии работы ГЦН) расход через фильтр должен быть снижен до 20 тн/час путем открытия ТС10-40S02 и закрытия ТС10-40S01.

Система байпасной очистки теплоносителя 1 контура находится в оперативном управлении НСРЦ, оперативном ведении НСБ. При работе системы СВО-1 оперативный персонал производит контроль технологических параметров системы ведется по приборам и сигнализации БЩУ и по информации из УВС. Каждый высокотемпературный фильтр имеет индивидуальные пробоотборные линии на входе и выходе, которые снабжены дроссельными шайбами и теплообменниками для снижения параметров пробы. Анализ качества работы фильтра производится персоналом ХЦ пу

тем отбора теплоносителя на входе и выходе фильтра каждой нитки с установленной периодичностью.

Техническое обслуживание оборудования системы СВО-1 заключается в его осмотрах с целью проверки и поддержания работоспособности оборудования, выявления возможных дефектов. Оборудование системы ТС располагается внутри защитной оболочки, доступ в которую осуществляется в соответствии с "Инструкцией о порядке допуска в гермозону". Техническое обслуживание проводится при обеспечении доступа в помещения системы на остановленном и расхоложенном реакторе, выявленные дефекты заносятся в "Журнал дефектов оборудования РЦ" под руководством ИЭРО.

# Проблемы использования высокотемпературных сорбентов в системе СВО-1

В отчете по экспериментальному исследованию влияния установки СВО-1 на радиационную обстановку в первом контуре ВВЭР-1000 на головном энергоблоке Запорожской АЭС был сделан вывод, что эффективность работы ВТФ в процессе эксплуатации падает и их влияние на радиационную обстановку заметно сказывается только в начальный период эксплуатации энергоблоков. Объясняется это тем, что необходимо периодически восстанавливать фильтрующие свойства термостойкого сорбента.

На 1 блоке Запорожской АЭС производились экспериментальные водные промывки сорбента, эффективность которых по количеству удаленных из фильтрующего слоя радионуклидов коррозионного происхождения оказалась невысокой. Так например, после второго периода работы фильтров СВО-1, с промывочной водой было удалено 1,6 из почти 7,5 Ku, т.е. только около 20% содержащейся на сорбенте активности.

Химическая регенерация сорбента не проводилась ни разу ни на одном из блоков. В то же время о необходимости регенерации или замены сорбента после определенного периода его работы в связи с потерей им сорбционных свойств и снижением эффективности очистки говорит весь опыт фильтрации, в том числе и высокотемпературной.

Процесс фильтрации характеризуется не только чисто механическим задержанием частиц примесей в межзерновом пространстве фильтрующей загрузки. Существенную роль в нем играют процессы сорбции поверхностью зерен фильтрующего материала, особенно для коллоидных частиц. Фильтрация водного теплоносителя на термостойких сорбентах при высоких температурах и низких концентрациях продуктов коррозии, которые при этом часто находятся в коллоидном или растворенном состоянии характеризуется также процессом сорбции с образованием малорастворимых соединений сорбента с сорбируемым ионом металла. В этом случае водная промывка малоэффективна и для восстановления первоначальных свойств сорбента необходимо проведение химической регенерации или замены на свежий материал.

Причинами, по которым не проводятся химические регенерации сорбента на АЭС с ВВЭР-1000, являются два обстоятельства: неправильный выбор критерия окончания фильтроцикла и неудачная, с точки зрения обеспечения гидровыгрузки сорбента, конструкция фильтра. В применяемом ВТФ предусмотрена верхняя гидровыгрузка с помощью специального устройства УГВС, опускаемого внутрь фильтра и перемещаемого вслед за уровнем слоя сорбента в процессе выгрузки (вода для транспортировки сорбента подается снизу). Из-за сложности подобный процесс не был даже опробован ни на одной АЭС.

Что касается фильтроцикла, то первоначально за него был принят рост перепада давления на фильтре до 0,2 кгс/см$^2$. В то же время процесс высокотемпературной фильтрации характеризуется отсутствием заметного роста гидравлического сопротивления слоя сорбента в силу турбулентного режима течения через него. Критерием окончания фильтроцикла должно служить уменьшение эффективности очистки по радионуклидам коррозионного происхождения, и полное восстановление свойств сорбента должно производиться ежегодно во время останова блока на ремонт.

Так же актуальным остается и вопрос выбора оптимального ВХР теплоносителя 1 контура. В ходе экспериментов по использованию высокотемпературных сорбентов на Белоярской АЭС было установлено, что на работу ВТФ отрицательно влияет содер

жащийся в очищаемой воде гидразин, концентрация которого в очищаемой воде в ходе эксперимента достигала 2 мг/кг. Как сильный восстановитель гидразин способствует растворению накопленного слоем осадка и смыву его в фильтрат (происходит как-бы химическая регенерация “на ходу”), о чем свидетельствовали результаты анализа слоя сорбентов.

Расчеты показывают, что использование водно-химического режима с постоянным значением pH в ходе кампании на уровне 7,1-7,2 может существенно позволить эффективность работы фильтров ВТФ и снизить процесс переноса активированных продуктов коррозии.

# Система очистки продувочной воды первого контура ТЕ

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Кратко охарактеризовать основные особенности ведения водно-химического режима теплоносителя 1 контура для реакторов типа ВВЭР.
- Сформулировать назначение системы очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура ТЕ.
- Объяснить принципы использования ионообменной смолы для очистки и регулирования ВХР теплоносителя 1 контура.
- Описать взаимосвязь системы СВО-2 с системами: TK, TY, TZ, OTR.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов системы ТЕ :
  - Описать ионообменные фильтры TE10,20N01-03.
  - Описать фильтр-ловушки TE10,20B01.
  - Описать ИПУ TE00S02,03.
  - Описать регулирующие клапана TE10,20S011.
- Нарисовать упрощенную схему системы СВО-2.
- Описать процесс и назвать критерии проведения регенерации катионитного и анионитного фильтров.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы СВО-2.**

# Теоретические аспекты необходимости очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура

Безопасное и экономичное ведение основного технологического процесса на АЭС обеспечивается в числе прочих поддержанием оптимального водно-химического режима в первом контуре с учетом конструкций и материалов реактора, парогенератора, прочего оборудования и специфичности получения энергии в реакторах типа ВВЭР за счет энергии деления ядер. Оценивая работоспособность первого контура, следует обратить самое серьезное внимание на проблемы коррозии и износа механического оборудования контура, образование отложений в активной зоне, целостность оболочек твэл, загрязнение систем РУ.

Присутствие в теплоносителе растворимых солей интенсифицирует коррозионные процессы, повышая электропроводность воды. Из растворенных минеральных примесей наибольшую опасность представляют ионы хлора и фтора, препятствующие образованию защитной пленки и увеличивающие скорость общей коррозии почти всех металлов. В сочетании с кислородом даже небольшие концентрации хлоридов и фторидов вызывают коррозионное растрескивание напряженной аустенитной стали марки Х18Н10Т, широко распространенной в реакторостроении. Высокие концентрации этих веществ также влияют на стойкость циркония, так как за счет интенсификации образования растворимого хлоридного (фторидного) комплекса с цирконием увеличивается пористость окисной пленки и снижаются ее защитные свойства. Все это требует ограничить концентрацию хлоридов и фторидов в реакторной воде не более 0,1 мг/кг.

Отложения на поверхности твэлов АЭС вследствие их малой теплопроводности могут привести к повышению температуры металла оболочки, а в предельном случае - к пережогу оболочки. Отложения даже очень малой толщины (около 0,015-0,020 мм) на оболочках твэл в местах максимальных тепловых потоков могут также привести к созданию условий для зарождения и развития очагов местной коррозии. При многократном облучении в активной зоне продуктов коррозии конструкционных материалов, смытых с остальных участков контура, затрудняется доступ к образованию и трубопроводам во время ремонта.

Начиная с 1963 года борное регулирование используется практически на всех мощных энергетических реакторах с водой под давлением. Оценивая влияние борной кислоты на организацию ВХР первого контура, нужно принимать во внимание необходимость введения сильного основания КОН в воду первого контура для поддержания оптимального значения pH (при рабочей температуре 1 контура) в пределах 6,9-7,1 в течение всей кампании и уменьшения скорости коррозии конструктивных материалов при поддержании требуемой концентрации борной кислоты. Однако при регулировании pH теплоносителя едкими щелочами нужно учитывать, что согласно современным данным, высокие концентрации щелочи могут привести к коррозионному растрескиванию нержавеющих сталей. Наличие NaOH в воде 1 контура не рекомендуется в связи с увеличением активности теплоносителя за счет распада сравнительного короткоживущего изотопа $^{24}Na$.

Под воздействием нейтронного и гамма-излучения в воде 1 контура протекают химические реакции, накладывающие дополнительные требования к водно-химическому режиму. При замедлении нейтронов в воде происходит разрыв первичных связей молекул воды и образование свободного водорода. Аналогичное действие оказывает гамма- и бета-излучение. Радиолитическое разложение воды, протекающее по реакции:

$$2H_2O \leftrightarrow 2H_2 + O_2$$

обратимо, т.е. образующиеся радикалы могут рекомбинировать, но присутствие в теплоносителе 1 контура борной кислоты сдвигает реакцию вправо в сторону разложения воды.

Обратимость реакции ограничивает накопление свободного кислорода в теплоносителе 1 контура однако, без принятия специальных мер, количество его может превысить допустимый предел. Кислород, являясь активным деполяризатором, усиливает коррозию металла. С воде с повышенным значением pH среды проявляется совместное неблагоприятное воздействие кислорода и щелочи на оболочки твэлов из циркония. С ростом толщины окисной пленки из-за разницы объемов циркониевого сплава и его окислов увеличиваются внутренние напряжения, деформирующие кри

сталлическую решетку окисла и интенсифицирующие диффузию кислорода и рост пленки, которая начинает терять сплошность и свои пассивирующие свойства.

Для подавления кислорода производится дозировка аммиака в первый контур. При радиационном разложении в контуре по реакции

$$2NH_3 \leftrightarrow N_2 + 3H_2$$

аммиак является источником внутриконтурного получения водорода (при разложении 1 м$^2$/кг $NH_3$ образуется 2 см$^3$ $H_2$), обеспечивающего подавление радиационного разложения воды, а также связывающего молекулярный водород.

Как видно из перечисленных проблем, основными задачами водно-химических режимов реакторов типа ВВЭР является поддержание максимальной чистоты теплоносителя, минимизация скорости коррозии и предотвращение отложений в контуре с набором различных конструкционных материалов в условиях больших тепловых потоков на твэлах, интенсивного облучения, присутствия корректирующих добавок и радиолитических газов.

Все вышесказанное требует разработки в проектах реакторных установок АЭС с ВВЭР систем очистки теплоносителя (СВО) первого контура. При выборе методов очистки воды от загрязнений и радионуклидов обычно исходят из целого ряда требований: экономических, радиационной безопасности и т.д.

Традиционно в системах очистки теплоносителя первого контура на АЭС широко используются ионообменные смолы. Рассматриваемая в данном пособии система очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура (СВО-2) реактора ВВЭР-1000 также использует ионообменную смолу для очистки теплоносителя. В соответствии с проектом оборудование системы очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура отмаркировано латинскими буквами ТЕ.

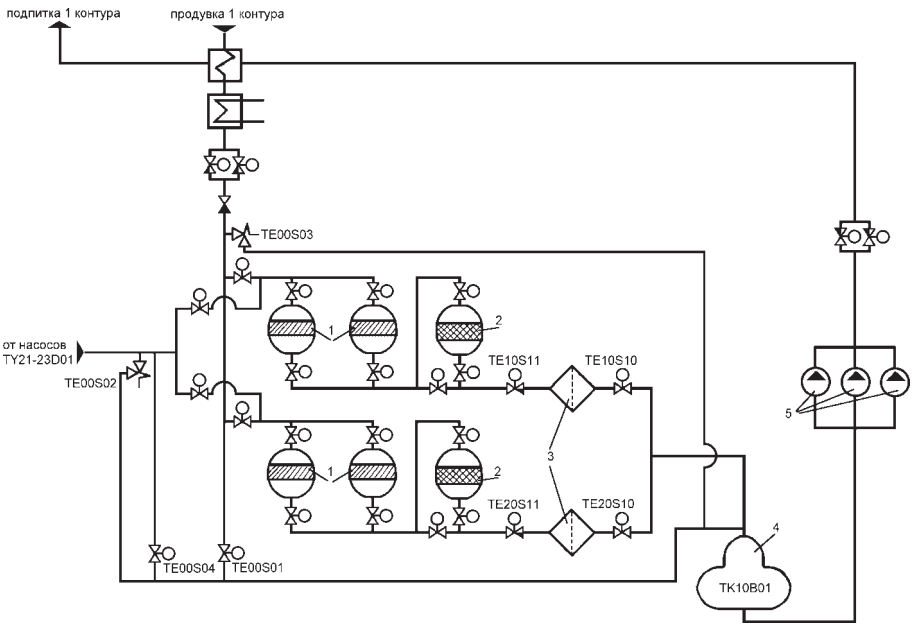
# Назначение и краткое техническое описание системы СВО-2

Система очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура ТЕ предназначена для:

- очистки продувочной воды первого контура и вод оргпротечек от продуктов коррозии (растворенных и дисперсных), осколков деления топлива (в случае повреждения твэлов), примесей в виде ионов и посторонних примесей, поступающих в 1 контур с подпиточной водой и дозируемыми реагентами.
- для плавного регулирования концентрации щелочных металлов и аммиака в 1 контуре, выведения избыточной щелочности из теплоносителя 1 контура, а также для удаления борной кислоты из теплоносителя в конце кампании.

*Упрощенная схема системы СВО-2*

*1 - катионитовые фильтры ТЕ10, 20N01,02*
*2 - анионитовые фильтры ТЕ10, 20N03*
*3 - фильтр-ловушка ионитов ТЕ10,20В01*
*4 - деаэратор подпитки ТК10В01*
*5 - подпиточные агрегаты ТК21-23Д01,02*



Конструктивно система очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура СВО-2 представляет собой две абсолютно одинаковые цепочки (нитки), состоящие из двух параллельно включенных катионитных фильтров, последовательно включенного анионитного фильтра и ловушки ионитов.

Нитки СВО-2 функционально не связаны друг с другом. В номинальном режиме работы энергоблока АЭС включается одна нитка системы. В переходных режимах в работу могут быть включены обе нитки параллельно.

Система очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура занимает важное место в общей схеме технологического процесса:

- обеспечивает поддержание оптимального ВХР 1 контура, что увеличивает ресурс основного оборудования;
- снижает радиоактивность теплоносителя 1 контура, что улучшает радиационную обстановку на блоке;
- при выводе борной кислоты из теплоносителя 1 контура в конце кампании исключает образование большого объема грязных вод (по сравнению с разомкнутым водообменом).

Если находящиеся в работе фильтры СВО-2 не способны поддерживать качество теплоносителя в соответствии с нормами (или не работоспособны), то через 24 часа после нарушения пределов качества воды 1 контура РУ должна быть остановлена и переведена в "холодное" состояние.

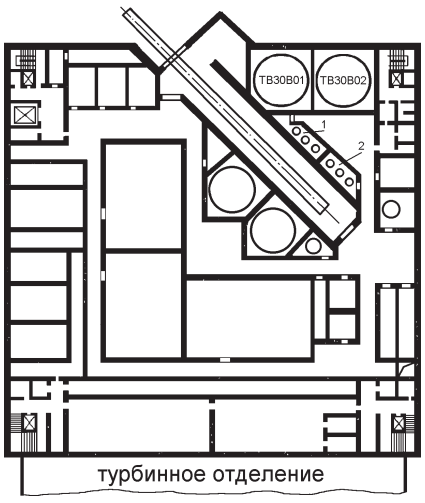
Система очистки продувочной воды теплоносителя I контура ТЕ спроектирована на основании технического задания на проектирование технологических систем реакторного отделения и относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности реакторной установки.

# Конструкция оборудования системы СВО-2

*Расположение фильтров СВО-2 в здании РО*

*1 - помещение А-122/1 с фильтрами ТЕ10N01-03*
*2 - помещение А-122/2 с фильтрами ТЕ20N01-03*

План здания РО на отм. 0.0




Каждая цепочка системы СВО-2 имеет в своем составе 2 катионитных фильтра ТЕ10(20)N01,02, один анионитный фильтр ТЕ10(20)N03 и ловушку фильтрующих материалов ТЕ10(20)В01. Одна цепочка рассчитана на производительность до 30 м$^3$/час. Помещения, где расположено указанное выше оборудование - А122/$_{1,2}$ (фильтры), А027/$_{2,3}$ (ловушки) - относятся к помещениям 1 степени по радиационной опасности (!), вход в них без согласования со службой РБ и предварительной разведки радиационной обстановки запрещен.

Катионит, которым загружены фильтры ТЕ10(20)N01,02, может находиться в $H^+$ форме или $NH_3^+$-$K^+$ форме. Катионит в $H^+$ форме используют для вывода ионов щелочных металлов из теплоносителя I контура. Катионит в смешанной аммиачно-калиевой форме $NH_3^+$-$K^+$ форме используют для поддержания аммиачно- калиевого водного режима теплоносителя Iк, а также для вывода из теплоносителя примесей в виде катионов и продуктов коррозии.

Анионит, которым загружены фильтры ТЕ10(20)N03, может находиться в $H_3BO_3$ форме или $OH^-$ форме. Анионит в $H_3BO_3$ форме используют для вывода из теплоносителя I контура примесей в виде анионов (в основном $Cl^-$ анионов). Анионит в $OH^-$ форме используют для вывода борной кислоты из теплоносителя первого контура (особенно в конце кампании при малых значениях концентрации борной кислоты в теплоносителе < 0,2 г/кг, когда эффективность водообмена очень низка).

Конструкция фильтров системы ТЕ рассчитана на работу при давлении пропускаемой среды 16 кгс/см$^2$, что позволяет снизить до минимума выделение водорода из обрабатываемой воды вследствие дегазации теплоносителя и его накопление в корпусе фильтра.

По проекту давление в каждой нитке фильтров поддерживается установленным на выходе из каждой нитки автоматическими регуляторами ТЕ10,20S11 на уровне 16 кгс/см$^2$ с точностью + 0,4 кгс/см$^2$. Применен принцип регулирования давления "до себя".

Для предотвращения недопустимого повышения давления перед каждой ниткой до входной арматуры ТЕ10(20)S01,02 установлены предохранительные клапаны ТЕ00S01,02, рассчитанные на давление срабатывания 21,2-22 кгс/см$^2$.

# Фильтры ТЕ10(20)N01,02,03

Все ионообменные фильтры системы СВО-2 ТЕ10(20)N01,02,03 - насыпного типа, имеют одинаковую конструкцию и представляют собой вертикальные цилиндрические сосуды наружным диаметром 1000 мм с эллиптическими днищами, опирающимися на цилиндрические опоры. Для проведения проверки и ремонта внутреннего пространства в средней части цилиндрической обечайки фильтров предусмотрен люк-лаз Ду 450.

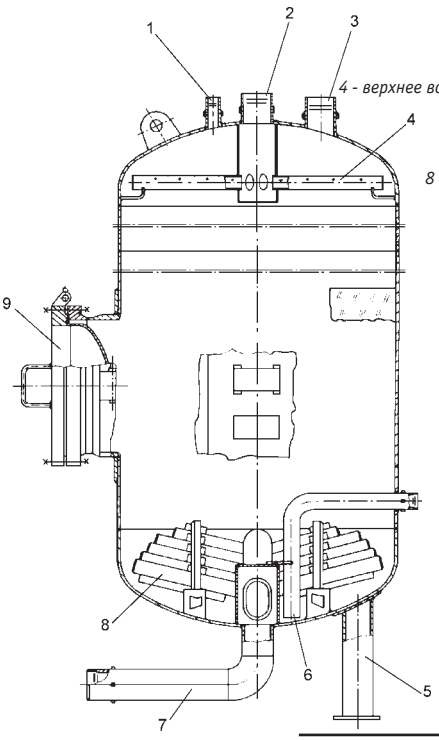
Фильтры имеют два присоединительных патрубка ф108х5 под приварку к трубопроводам. Изготовлены фильтры из нержавеющей стали типа 12Х18Н10Т. Ионообменные фильтры системы СВО-2 расположены в помещениях А122/$_{1,2}$ обстройки РО.

Крышка люка-лаза крепится к горловине люка с помощью шарниров, предназначенных для облегчения открытия крышки. Уплотнение крышки к фланцу люка-лаза производится через щелочнокислостойкую прокладку шестнадцатью шпильками М20х2.

Внутри фильтров имеются верхнее водораспределительное (ВРУ) и нижнее водосборное (НРУ) устройства, служащие для равномерного распределения потока воды по сечению фильтра.

ВРУ - лучевого типа, состоит из шести отглушенных с одного конца перфорированных труб Ду 50 (диаметр перфорации 8 мм), присоединенных на сварке и к центральному коллектору Ду 150 и через кронштейны к стенке корпуса фильтра.

*Конструкция фильтра ионообменного типа АФИ-1,0-2,0*




*1 - воздушник*
*2 - вход очищаемой воды*
*3 - гидрозагрузка*
*4 - верхнее водораспределительное устройство*
*5 - опора*
*6 - гидровыгрузка*
*7 - выход очищенной воды*
*8 - нижнее водосбросное устройство*

НРУ - дренажного типа, состоит из центрального коллектора Ду 250 и из двух полуколлекторов Ду 80. На полуколлекторах размещены перфорированные трубы, отверстия в которых перекрыты полукожухами с щелями размером 0,25 (+0,08 мм) (-0,05 мм). НРУ служит для отвода очищенной воды и предотвращения выхода загрузочного материала в фильтрат.

НРУ выдерживает нагрузку, возникающую за счет уплотнения фильтрующего материала при перепадах давления на фильтре до 0,8-1 кгс/кв.см.

Все фильтры имеют штуцера ф32х3,2 под воздушники, которые заведены в камеру сдувок.

Камера сдувок представляет собой герметичный бокс со стеклянной передней стенкой. Газовые сдувки выходят в помещение через аэрозольные фильтры из ткани Петрянова, установленные на камере.

Вода, поступающая через воздушники в камеру сдувок, стекает по трубопроводу в бак оргпротечек TY20B01.

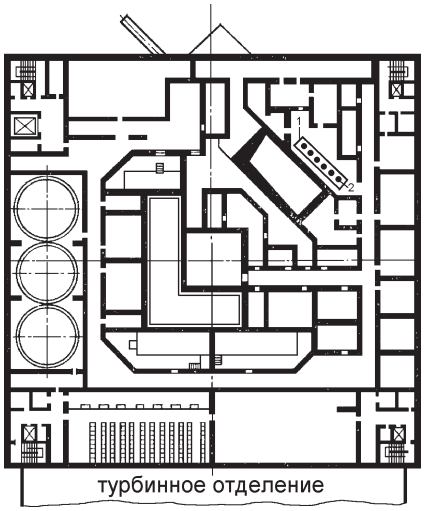
Для загрузки фильтрующего материала в конструкции фильтра предусмотрен загрузочный люк Ду100, который представляет собой трубу ф108х5 с фланцем под плоскую крышку, которая уплотняется через щелочнокислостойкую прокладку шестью шпильками М20х2.

Загрузочные люки фильтров ТЕ10(20)N01,02,03 выведены на отметку 6.6. в помещение А-326 и закрыты защитными плитами. Срок службы корпуса фильтра не менее 30 лет.

*Расположение загрузочных люков фильтров СВО-2 в здании РО*

*1 - защитные плиты*
*2 - загрузочные люки*

План здания РО на отм. 6.0

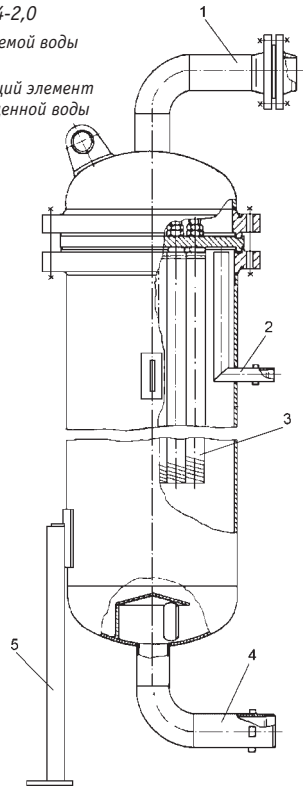



*Техническая характеристика фильтров ТЕ10(20)N01,02,03*

| *Тип* | *АФИ-1,0-2,0* |
|---|---|
| *Конструкционный материал* | *08х18Н10Т* |
| *Объем, м$^3$* | *1,8* |
| *Рабочая температура среды, $^0$С* | *до 60* |
| *Рабочее давление, кгс/см$^2$* | *до 20* |
| *Давление гидроиспытаний, кгс/см$^2$* | *27,9* |
| *Производительность, м$^3$/час* | *40* |
| *Объем фильтрующей загрузки, м$^3$* | *1,0* |
| *Сопротивление гидравлическое, кс/см$^2$* | *0,4* |
| *Диаметр(внешний), мм* | *1000* |
| *Толщина стенки, мм* | *10* |
| *Максимальная высота загрузки, мм* | *1700* |
| *Масса фильтра, кг* | *1252* |

*Конструкция фильтр-ловушки типа АФЛ-0,4-2,0*

*1 - вход очищаемой воды*
*2 - воздушник*
*3 - фильтрующий элемент*
*4 - выход очищенной воды*
*5 - опора*




## Ловушка ионитов ТЕ10,20В01

Ловушка ионитов ТЕ10,20В01 типа АФЛ-0,4-2,0 предназначена для улавливания ионообменных материалов фильтров СВО-2 в случае повреждения НРУ фильтров и представляет собой цилиндрический вертикальный сосуд, опирающийся на юбочную опору.

Сосуд состоит из двух частей раздельного исполнения с вынимаемой группой фильтрующих элементов.

Нижняя часть включает цилиндрический кожух, эллиптическое днище и фланец, верхняя часть - эллиптическое днище и фланец. Верхняя и нижняя части соединены с помощью шпилек.

Трубная доска с 12-ю фильтрующими элементами закреплена между фланцевыми соединениями с помощью специальных пружин.

Фильтрующий элемент - заглушенная с одного торца ребристая труба ф54 мм длиной 1023 мм, по 24 образующим которой расположены отверстия диаметром 4 мм и шагом 50 мм. Количество отверстий в каждом фильтрующем элементе - 492 шт. На ребристой трубе по всей ее длине по винтовой линии шагом 0,9 мм нарезана спиральная канавка глубиной 0,4 мм; по этой канавке намотана проволока диаметром 0,8 мм. Проволока обеспечивает ширину щели 0,1 мм и закрепляется точечной сваркой.

Фильтрующие элементы закреплены в трубной доске с помощью гаек. В случае неисправности фильтрующего элемента предусмотрена его замена. Штуцера сосуда имеют необходимую для приварки присоединительных трубопроводов разделку кромок.

Герметичность фланцевых соединений обеспечивается щелочекислотостойким уплотнением. Поверхность уплотнения фланцевого соединения типа “выступ-паз”.

*Техническая характеристика ловушки ионитов ТЕ10,20В01*

| *Тип* | *АФЛ-0,4-2,0* |
|---|---|
| *Конструкционный материал* | *08Х18Н10Т* |
| *Объем $м^3$* | *0,34* |
| *Рабочая температура среды, $^0С$* | *до 60* |
| *Рабочее давление, $кгс/см^2$* | *до 20* |
| *Давление гидроиспытаний, $кгс/см^2$* | *27,9* |
| *Производительность, $м^3$/час* | *40* |
| *Сопротивление гидравлическое, $кс/см^2$* | *0,3* |
| *Диаметр (внешний), мм* | *450* |
| *Размер улавливаемого ионита, мм* | *0,25 и более* |
| *Площадь фильтрации, $м^2$* | *0,754* |
| *Масса фильтр-ловушки, кг* | *340* |

*Клапан типа УФ 50025-100*

## Импульсно-предохранительные устройства ТЕ00S02,ТЕ00S03

Импульсно-предохранительные устройства ТЕ00S02,ТЕ00S03 типа УФ50025-100 предназначены для защиты фильтров и трубопроводов системы СВО-2 от недопустимого повышения давления посредством сброса рабочей среды в деаэратор подпитки ТК10В01. Клапана серийно изготавливались ПО “Киевпромарматура”. Установочное положение ИПУ - вертикальное, выходным патрубком главного клапана вниз.

ИПУ ТЕ00S02,S03 типа УФ50025-100 состоит из главного клапана (ГПК) - тип УФ59030-100, импульсного клапана (ИК) - тип УФ53053-015 и клапана настройки (КН) типа УФ50025-100А.

Главный клапан - углового типа. Состоит из корпуса, золотника с поршневыми кольцами, перемещающегося в направляющей втулке (втулка предназначена для центровки золотника с седлом), крышки, закрепленной шпильками, стакана, пружины, входного и сбросного патрубков.

Усилие уплотнения в затворе ГПК достигается за счет разности усилий действия среды на золотник в надпоршневой полости и подпоршневой полости (за счет разности площадей, на которые воздействует среда).

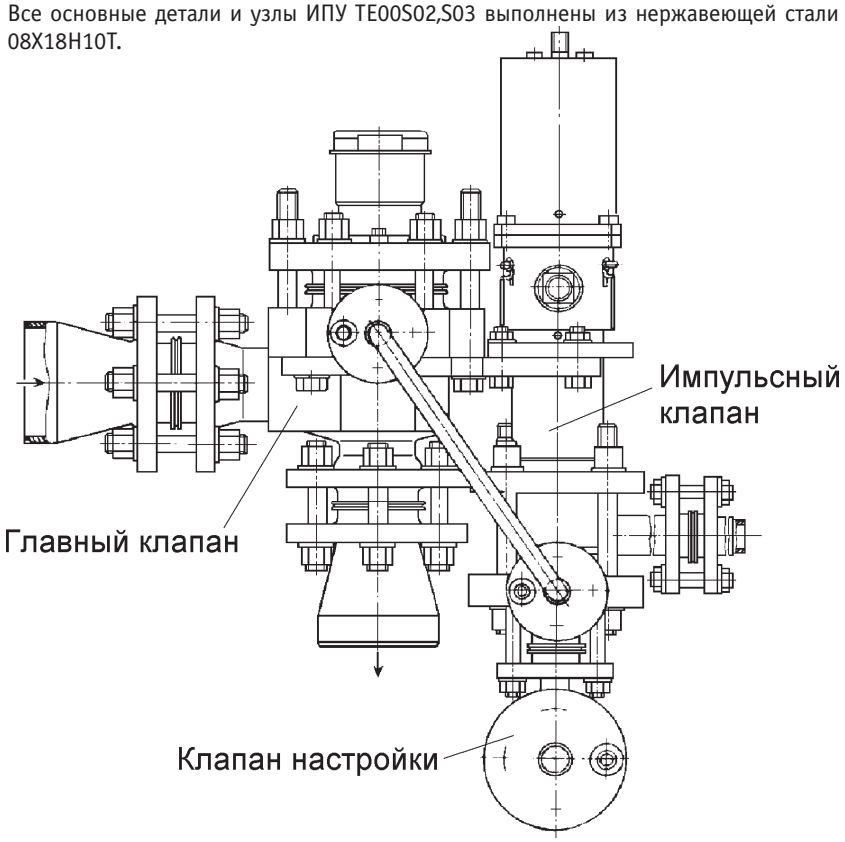
Импульсный клапан состоит из корпуса с наплавленным седлом, регулирующим дросселем и приварным патрубком, соединяющим ИК с ГПК, золотника со штоком, узла фиксации золотника и штока, стакана с сильфонной сборкой и приварным патрубком сброса, стакана со шпилькой-упором, переходника, регулировочного винта с контргайкой, пружины с опорами, кожуха, в котором размещены сигнализаторы положения ИК.

Узел регулирующего дросселя состоит из следущих деталей: поршня, фильтра, втулок, стержня, регулировочного винта с гайкой, заглушки. Узел предназначен для настройки давления посадки ИК и, следовательно, ГПК.

Клапан настройки предназначен для настройки и проверки срабатывания ИПУ от постороннего источника без повышения давления в системе и состоит из следущих деталей и узлов: корпуса с седлом, золотника с двумя наплавленными уплотняющими поверхностями, седла, фланцев, монтажной заглушки, удаляемой при подключении к трубопроводу постороннего источника давления, патрубка для подключения к трубопроводу системы, патрубка для подключения к ИК, пружины, фильтра, гайки.

Все основные детали и узлы ИПУ ТЕ00S02,S03 выполнены из нержавеющей стали 08Х18Н10Т.

*Состав клапана типа УФ 50025-100*




Кратко рассмотрим работу ИПУ ТЕ00S02,S03. Продувочная вода I контура с рабочим давлением 16 кгс/см$^2$ поступает в систему ТЕ и параллельно во входной патрубок главного клапана и во входной патрубок клапана настройки, через который поступает в импульсный клапан. Через дроссельные зазоры поршня и втулки импульсного клапана среда подается в управляющую полость, а через входной патрубок ГПК в подпоршневую полость главного клапана.

При повышении давления в системе более 22 кгс/см$^2$, усилие действия среды на золотник ИК преодолевает установочное усилие пружины. Золотник отрывается от седла и начинается сброс среды из надпоршневой полости ГПК. За счет разности давлений в полостях открывается главный клапан и происходит сброс среды из системы.

При снижении давления среды менее давления настройки ИК происходит закрытие ИК и заполнение надпоршневой полости ГПК средой через соединительный трубопровод ИПУ. При выравнивании давлений в полостях ГПК, происходит его закрытие.

Настройка ИПУ производится с точностью 5-7%, при этом давление срабатывания должно быть в пределах 20,9-23,5 кгс/см$^2$, давление обратной посадки не менее 16 кгс/см$^2$.

Согласно заводской документации ИПУ типа УФ50025 снабжаются электромагнитным приводом ИК (для открывания и закрывания) и сигнализаторами положения затвора импульсного клапана. Однако на Балаковской АЭС электромагнитный привод не задействован и сигнализация положения ИПУ не выводится на БЩУ (хотя на некоторых АЭС с ВВЭР-1000, например на ХАЭС, сигнализация положения выведена на панель БЩУ НУ-11).

*Технические характеристики ИПУ TE00S02,S03*

| | |
|---|---|
| *Ду главного клапана, мм* | *100* |
| *Ду импульсного клапана, мм* | *15* |
| *Ду клапана настройки, мм* | *15* |
| *Рабочее давление, кгс/см$^2$* | *20* |
| *Рабочая температура, $^0$C* | *55* |
| *Р полного открытия, кгс/см$^2$* | *22* |
| *Р обратной посадки, кгс/см$^2$* | *18* |
| *Р гидроиспытаний, кгс/см$^2$* | *25* |
| *Площадь сечения главного клапана, мм$^2$* | *2000* |
| *Площадь сечения импульсного клапана, мм$^2$* | *180* |
| *Расход при срабатывании, м$^3$/час* | *120* |

## Регулирующие клапаны TE10(20)S11

Регулирующие клапаны TE10(20)S11 типа И68030-100.01 установлены в помещениях А027/2 и А027/3 и вварены в трубопроводы системы до фильтров ловушек. Электроприводы вынесены за пределы помещений А027/2 и А027/3 в коридор А017 и соединены с регулирующими клапанами через промежуточную штангу.

Регулирующие клапана TE10(20)S11 управляются по командам регуляторов давления TEC10(20) и предназначены для поддержания рабочего давления “до себя” в системе. Все основные детали и узлы регулирующих клапанов выполнены из нержавеющей стали 08Х18Н10Т, плунжер выполнен из стали 15Х18Н12СЧТЮ, шток - сталь 14Х17Н2.

*Основные технические характеристики регулирующего клапана*

| | |
|---|---|
| *Условный проход Dy, мм* | *100* |
| *Рабочее давление, кгс/мс$^2$* | *109* |
| *Температура среды, $^0$C* | *170* |
| *Условная пропускная способность, т/ч* | *40* |
| *Относительная протечка в затворе, не более,%* | *0.05* |
| *Внутренняя расходная характеристика* | *линеная* |
| *Установочное положение* | *любое* |
| *Направление подачи среды* | *на плунжер* |

# Особенности применения ионообменных смол в системе СВО-2

Для очистки воды, идущей на заполнение и подпитку основных и вспомогательных контуров АЭС, для поддержания заданного воднохимического режима блока и доочистки воды от радионуклидов, широко используются иониты.

Ионитами называются химически стойкие материалы неорганического и органического происхождения, в структуре которых имеются функциональные группы, способные к диссоциации и обмену с находящимися в воде катионами и анионами. Все иониты делятся на два больших класса: катиониты - иониты, обменивающиеся катионами, и аниониты - обменивающиеся анионами. Есть, однако, материалы с амфотерными свойствами, которые ведут себя как катиониты или аниониты в зависимости от pH воды. Ионообменными свойствами обладают многие природные вещества, однако практическое применение находят только искусственные ионообменные смолы, представляющие собой высокомолекулярные соединения с очень большой молекулярной массой и обладающие чрезвычайно развитой поверхностью вследствие многочисленных пор и каналов.

По степени диссоциации иониты делятся на сильнокислотные (сильноосновные), слабокислотные (слабоосновные) и занимающие промежуточное положение. В атомной энергетике нашли применение только иониты органического происхождения: сильнокислотный катионит КУ-2-8 и сильноосновной анионит АВ-17-8.

Процесс ионного обмена представляет собой обмен ионами между раствором электролита (очищаемый теплоноситель) и твердым веществом (ионообменная смола), в результате чего извлекаемые ионы удерживаются твердым ионообменным веществом, отдающим в раствор эквивалентное количество обменных ионов одинакового знака. При пониженном обессоливании воды продуктами обмены ионов на катионите и анионите в исходных $H^+$ и $OH^-$ формах являются ионы водорода и гидроксила, которые, взаимодействия, образуют в качестве конечного продукта обмены молекулы воды $H_2O$. В процессе фильтрования раствора электролита через ионообменные материалы последние насыщаются поглощенными ионами в количестве, соответствующем значению обменной емкости.

В установках очистки контурных вод реакторов АЭС нашли применение отечественные ионообменные материалы преимущественно следующих марок: катионит КУ-2-8чС в водородной форме и анионит АВ-17-8чС в гидроксильной форме. От обычных ионообменных смол они отличаются малым содержанием мелкой фракции и почти полным отсутствием хлорид-иона в своем составе.

Особенностью применения ионообменных смол в системе СВО-2 является их работа на очистку радиоактивной воды. При этом будет происходить накопление радиоактивных веществ и облучение ионообменной смолы. Основное влияние облучения на свойства ионитов проявляется в уменьшении их обменной емкости. Обычно принимается, что ионит должен потерять за время работы не более 30% обменной емкости.

Температура воды, подаваемой на обработку в СВО-2, предварительно снижается до 40-50 $^0$С с целью сведения к минимуму термического разложения ионитов. Термическая стойкость катионита типа КУ-2-8 достаточно высока и теоретически возможно его использование до температуры 120 $^0$С. Однако при более высокой температуре катионит подвергается термогидролизу (т.е. термическому разложению).

Анионит типа АВ-17-8 значительно менее устойчив. Максимальной эксплуатационной температурой для него считается 70 $^0$С, оптимальной же считается температура 30-40 $^0$С.

Для защиты ионообменной смолы фильтров системы СВО-2 от термогидролиза при повышении температуры продувочной воды до 58 градусов автоматически действием ТЗиБ происходит ее вывод из работы с открытием TE00S01,04 и закрытием TE10,20S01. В этом случае продувочная вода 1 контура сбрасывается по байпасу TE00S01,04 в деаэратор подпитки минуя СВО-2. При повышении температуры продувочной воды до 100 градусов С автоматически происходит отсечение продувки 1 контура закрытием пневмоотсечной арматуры TK80S01-03.

Для поддержания равновесной концентрации аммиака в теплоносителе катионит в фильтрах очистки продувочной воды 1 контура должен находиться, очевидно, в $NH_4$ форме и процесс выведения катионов загрязняющих примесей будет сопровождаться выделением в фильтрат эквивалентного количества аммиака. Однако более оптимальным является использование катионита в смешанной $NH_4$-К (аммиачно-калиевой) форме, при этом он приобретает буферные свойства, позволяющие стабилизировать также концентрацию калия в теплоносителе и устранить опасность перещелачивания воды.

Подключение катионитного фильтра в водородной форме производится в особых случаях, например, при чрезмерном повышении концентрации щелочей в теплоносителе первого контура, высокой удельной цезиевой активности, при достаточно большой негерметичности твэлов и т.д.

В процессе работы анионита он переводится в $H_3BO_3$ форму за счет содержащейся в воде первого контура борной кислоты и в таком виде удаляет из воды все ионные примеси (хлор, фтор, нитраты и т.д.), за исключением борной кислоты. В конце кампании реактора, когда концентрация борной кислоты в теплоносителе 1 контура менее 0,2 гр/л и водообмен становится неэффективным, производится регенерация анионита для перевода в ОН форму и подключение его в этой форме на очитку воды 1 контура для поглощения РБК. Во всех остальных случаях используется только переведенный в борформу ($BO_3$) ионит.

Замена фильтрующего материала производится после пропуска через него примерно 80 тыс. объемов воды за один полный объем ионитов или после их полного истощения, что определяется по результатам химических анализов фильтрата.

*Характеристика ионообменных смол, загружаемых в фильтры системы СВО-2*

| *Показатель* | *Марка ионита* | |
|---|---|---|
| | *КУ-2-8чС* | *АВ17-8чС* |
| *Внешний вид* | *Сферические зерна желтого или желто-коричневого цвета* | |
| *Фракционный состав набухшего ионита, мм* | *0,4 - 1,25* | *0,4 - 1,25* |
| *Содержание рабочей фракции, не менее, %* | *95,0* | *95,0* |
| *Насыпная масса набухшего ионита в исходной форме (Н+, ОН-), т/м$^3$* | *0,75 - 0,80* | *0,74* |
| *Содержание хлориона, не более, мг/* | *0,03* | *0,005* |
| *Обменная емкость в динамических условиях, кг-экв/м$^3$* | *1,3* | *0,9* |
| *Форма товарного ионита* | *Н+ (водородн.)* | *ОН-(гидроксил.)* |

# Эксплуатация системы СВО-2

При нормальной работе энергоблока постоянно производится продувка 1 контура с расходом 15-25 м$^3$/час путем отбора воды из "холодных" ниток петель с напора ГЦН. Продувочная вода охлаждается в РТО TK80W01 за счет регенеративного теплообмена с подпиточной водой и доохладителе TK80W02 водой промконтура до температуры 40-50 градусов. После охлаждения продувочная вода направляется на СВО-2 через регулирующие клапаны TK81,82S02. После СВО-2 очищенная вода подается в ДП TK10B01 и далее на всас подпиточных насосов.

Организованные протечки поступают в бак-приямок TY20B01, откуда насосом TY21(22,23)D01 они могут направляться через фильтры СВО-2 (или по байпасу СВО-2) в деаэратор подпитки TK10B01. По проекту была предусмотрена постоянная работа насоса оргпротечек TY21(22,23)D01 с автоматическим поддержания уровня в баке TY20B01. Однако после замены щелевых уплотнений подпиточных насосов на торцевые из-за уменьшения расхода оргпротечек (с 16 до примерно 1 м$^3$/час) постоянная работа насоса TY21(22,23)D01 стала невозможна, теперь он автоматически включаются при заполнении TY20B01 и отключается после его откачки.

В соответствии с этим стала проблематичной постоянная очистка воды оргпротечек, так как система СВО-2 не может работать в импульсном режиме возобновления и прекращения подачи воды оргпротечек на очистку. Организованные протечки из бака-приямка TY20B01 стали направлять по байпасу фильтров СВО-2 (через арматуру TE00S04) в деаэратор подпитки TK10B01. В настоящее время на блоках Балаковской АЭС реализуется техрешение по замене высоконапорных насосов системы TY типа Х45/240-К-2Г на низконапорные типа Х80/50-250К-55-2У.

Расход подаваемой на очистку в СВО-2 воды регулируется клапанами продувки 1 контура TK81,82S02, а давление в системе СВО-2 поддерживается на уровне 16 кгс/см$^2$ работой регуляторов TE10,20S11 путем дросселирования. Вследствие этого определенную опасность представляет режим резкого прекращения расхода через СВО-2 и неоткрытия байпаса TE00S01 при работающей продувке 1 контура: произойдет подъем давления в системе СВО-2 до уставки срабатывания предохранительных клапанов. При несрабатывании ПК произойдет дальнейший ростдавления и опрессовка СВО-2 давлением 1 контура 160 кгс/см$^2$.

Из двух параллельных ниток системы TE10,20 в работе постоянно находится одна нитка фильтров. Вторая нитка фильтров должна находиться в резерве, готовая к включению в работу. Включение второй нитки в работу в параллель с первой производится в режиме увеличения расхода продувочной воды первого контура до величины более 30 т/час. В случае вывода рабочей нитки на регенерацию или ремонт в работу также включается резервная нитка.

При ложной посадке пневмоотсечной арматуры TK80S01(02,03) происходит прекращение расхода продувочной воды теплоносителя I контура и уменьшение давления в системе ТЕ перед регулирующим клапаном TE10(20)S11. Клапан начинает прикрываться, стараясь удержать номинальное давление в системе. При последующем открытии пневмоотсечной арматуры происходит резкое увеличение давления в системе ТЕ, вплоть до срабатывания предохранительных клапанов TE00S02(03).

Для исключения срабатывания предохранительных клапанов TE00S02(03), необходимо (при посадке TK80S01(02,03)) с разрешения НСБ вывести из автоматического режима регулятор TKC01 и закрыть регулирующий клапан TK81(82)S02, вывести из автоматического режима регулятор TEC10(20) и открыть регулирующий клапан TE10(20)S11. После этого открыть пневмоотсечную арматуру TK80S01(02,03) и, открывая регулирующий клапан TK81(82)S02, установить необходимый расход продувки. Регулятор TKC01 поставить в автоматический режим.

Далее прикрывая регулирующий клапан TE10(20)S11, установить номинальное давление в системе и регулятор TEC10(20) поставить в автоматический режим.

При эксплуатации системы СВО-2 контролируются перепады на фильтрах работающей цепочки. Они не должны превышать:

| | |
|---|---|
| *для катионитного фильтра* | *1,0 кгс/см2* |
| *для анионитного фильтра* | *0,8 кгс/см$^2$* |
| *для фильтр ловушки* | *0,5 кгс/см$^2$* |

Превышение указанных перепадов может привести к разрушению нижних водосборных устройств фильтров и, в конечном итоге, к выносу ионообменной смолы в 1 контур. Повышение перепадов давления происходит из-за слеживания засыпки и разрушения ионитов до нерабочих фракций смолы с диаметром менее 0,3мм.

При введении в работу какой-либо нитки системы СВО-2 после ремонта, регенерации или резерва запрещается сброс воды в деаэратор подпитки ТК10В01 без проведения предварительного химического анализа ее на содержание продуктов коррозии, ионов натрия и хлора. До получения результатов химанализов сброс очищенной воды вести в систему спецканализации с расходом не более 5 тонн/час.

На период ввода в теплоноситель первого контура борной кислоты и едкого калия анионитный фильтр выводится из работы до окончания ввода реагентов.

Также нельзя допускать передозировку аммиака в подпиточную воду. В этом случае превышение концентрации аммиака в подпитке приводит к вымыванию калия из катионитового фильтра (находящегося в калий-аммиачной форме). Это в свою очередь приводит к резкому повышению концентрации щелочных металлов в теплоносителе 1 контура. Для оперативного устранения нарушения необходимо ввести в работу катионитовый фильтр системы СВО-2, находящийся в $H^+$ форме. Это позволит поглотить избыток калия из теплоносителя и одновременно снизить величину pH теплоносителя, т.к. катионит будет эквивалентно отдавать в очищаемый теплоноситель ионы водорода в результате чего нейтрализуется избыточная щелочность.

## Особенности взрыхления и регенерации фильтров СВО-2

С целью снижения перепадов на фильтрах СВО-2 (или перед регенерацией для увеличения ее эффективности) производится взрыхляющая отмывка фильтрующей загрузки обратным током. Для этого производят подачу промывочной воды через арматуру ТВ60S01 (с расходом для КФ не более 8 $м^3$/час, АФ не более 6 $м^3$/час) с отводом через линию верхней гидровыгрузки.

При этом ключевым моментом является необходимость визуального контроля отсутствия выноса рабочих функций ионита (диаметром более 0,3 мм) путем отбора проб из воздушника, иначе вместо взрыхляющей отмывки может быть произведена гидровыгрузка. Критерием окончания отмывки обратным током является достижение прозрачности отмывочной воды более 85% и отсутствии выноса нерабочих фракций ионита.

Отключение на регенерацию рабочей нитки фильтров (для восстановления обменных свойств катионита и анионита в случае их насыщения) производится при достижении любого из следующих показателей:

- увеличении величины pH свыше 6,5 единицы на выходе катионитного фильтра при совместной работе катионитного и анионитного фильтров;
- содержании ионов натрия после катионитного фильтра более 1 мг/кг;
- содержании продуктов коррозии после катионитного фильтра более 0,2 мг/кг;
- содержании хлорид-иона после анионитного фильтра более 0,1 мг/кг.

Регенерация фильтров СВО-2 является очень ответственной операцией, так как она проводится непосредственно в корпусах фильтров, при этом может произойти ошибочное поступление регенерационных растворов в подпиточную воду и резкое ухудшение ВХР 1 контура. На основании имеющегося опыта нужно напомнить что данная операция может и должна производиться только по бланку переключений.

Перед проведением регенерации инструкция по эксплуатации СВО-2 11Э-РЦ однозначно требует вывода этой цепочки из работы и разборки эл. схем арматуры ТЕ10(20)S01-S10,13,14 в закрытом положении с проверкой по месту.

Регенерация производится для катионитового фильтра подачей 5% раствора азотной кислоты $HNO_3$, соли которой хорошо растворимы и не образуют накипи. Для анионитового фильтра регенерация проводится подачей 5% раствора КОН. При регенерации азотная кислота для КФ или едкий калий для АФ подаются с расходом 5 $м^3$/час в течение 1 часа для всех фильтров. Регенерация анионита в установке обработки радиоактивных вод СВО-2 в силу жестких требований по содержанию хлориона в воде первого контура должна производиться едким натром высшего качества, содержание хлоридов в котором не превышает 1%.

Процесс регенерации завершается отмывкой фильтра, необходимой для удаления из межзеренного пространства слоя остатков регенерационного раствора и продуктов регенерации. Для этого после 1 часа с начала регенерации со щита СВО произво

дят отключение насосов-дозаторов КОН для анионитного ($HNO_3$ для катионитного) фильтра и увеличивают расход промывочной воды до 10 м$^3$/час.

Отмывка фильтров водой собственных нужд проводится до достижения следующих показателей:

Катионитный фильтр

- pH > 4,5 ед.
- жесткость < мкг-экв/кг

Анионитный фильтр

- pH < 9,0
- Cl < 0,05мг/кг

Если планируется ввод фильтров после регенерации в работу, то они должны быть отмыты до кислотности менее 50 мкг-экв/кг для КФ и щелочности менее 50 мкг-экв/кг для АФ. Продолжительность отмывки после регенерации не должна превышать трех часов, в противном случае необходимо повторить регенерацию.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем СВО-2

### Событие, происшедшее зимой 1986 года на Балаковской АЭС

Зимой 1986 года при работе блока №1 Балаковской АЭС на номинальной мощности производилась регенерация катионитового фильтра азотной кислотой. По ошибке (из-за неправильной маркировки арматуры) сброс регенерационных вод был произведен по перемычке (ныне демонтированной) в бак ТУ20В01 и далее в 1 контур, хотя должен был выполняться в систему спецканализации TZ. Произошло нарушение ВХР 1 контура, при этом в связи с резким изменением pH воды 1 контура фактически произошла его дезактивация, активность теплоносителя увеличилась на 3 порядка.

### Событие, происшедшее 25 марта 1993 года на Кольской АЭС

Несмотря на то, что данное событие напрямую не имеет отношения к эксплуатации системы СВО-2, авторы пособия сочли его очень поучительным так как оно очень ярко показывает, к каким последствиям может привести халатность при эксплуатации систем ионообменной очистки на АЭС.

25 марта 1993 года энергоблоки 1,2,4 Кольской АЭС работали с суммарной электрической нагрузкой 1290 мВт. Производилась регенерация анионитного фильтра (АФ) водоподготовительной установки обессоливания добавочной воды на ХВО. При этом регенерационный раствор подавался через линию заполнения фильтра от коллектора ХОВ путем одновременной подачи через нее химобессоленной воды и дозировки в нее едкого натрия NaOH (от насоса-дозатора поршневого типа). При выявлении частичной непроходимости воздушника АФ (из-за попадания в него частиц ионита), через который осуществлялась циркуляция, насосы дозаторы не были остановлены. Вследствие этого дозируемый NaOH стал обратным током через линию заполнения фильтра попадать в общестанционный коллектор ХОВ.

После постановки фильтра на выдержку удельная электропроводность ХОВ с 21:40 до 23:20 увеличилась с 0,9 до более 10 мкСм/см, при этом также отмечен резкий рост водородного показателя pH - до 9,59 и концентрации натрия - до 0,12 мг/кг. И эта вода подавалась через общестанционный коллектор на потребители ХОВ действующих энергоблоков (!).

В 20:35 защитой от короткого замыкания на землю обмотки статора генератора от сети отключен турбогенератор 4 (ТГ-4) энергоблока 2. В 22:20 после снижения сопротивления дистиллята до 50 кОм/см отключен ТГ-8 энергоблока 4. В 22:45 электропроводимость дистиллята в системе охлаждения статора ТГ-1 превысила 16, а ТГ-2 и ТГ-8 - 10 мкСм/см. Начаты работы по отмывке оборудования ХВО, коллектора ХОВ и систем охлаждения статоров ТГ. 26.03.93 в 12:50 ТГ-8 включен в сеть и мощность энергоблока 4 повышена до 400 мВт.

Однако 26.03.93 зафиксированы отклонения качества продувочной воды ПГ энергоблоков 1 и 2 выше норм, разрешенных для их эксплуатации. В 10:30 началась разгрузка энергоблоков 1 и 2, в 13:04 отключен от сети ТГ-4 энергоблока 2, в 14:30 отключен от сети ТГ-3 энергоблока 2, в 14:54 отключен от сети ТГ-2 энергоблока 1, а в 15:20 электрическая мощность энергоблока 1 составила 40 мВт.

28:03:93 в 16:30 завершена отмывка второго контура энергоблока 1 и качество продувочной воды ПГ приведено в соответствие с нормами, а в 19:00 получено разрешение на подъем мощности энергоблока 1 до номинального значения. 29:03:93 в 16:30 завершена отмывка второго контура энергоблока 2 и качество продувочной воды ПГ приведено в соответствие с нормами, а в 18:00 получено разрешение на пуск и подъем мощности энергоблока 2.

## Событие, происшедшее 6 февраля 1993 года на Нововоронежской АЭС

6 февраля 1993 года при работе энергоблока №5 Нововоронежской АЭС на номинальной мощности по системе рад.контроля замечено увеличение гамма-излучения от теплоносителя 1 контура. Прямое измерение мощности излучения от трубопровода продувки 1 контура показало, что мощность дозы гамма-излучения увеличилась с 6,6 мР/час до 65 мР/час. Проба продувочной воды 1 контура имела желтоватую окраску, водородный показатель Ph теплоносителя уменьшился до 2,1 (допускается не менее 5,9). Концентрация хлорид-иона в 1 контуре в 2 раза превысила максимально-допустимую величину. В 20 часов 30 минут отключены насосы дозирования раствора аммиака в 1 контур, персонал приступил к подаче в 1 контур раствора гидразин-гидрата.

В 21 час 10 минут прекращена регенерация фильтров СВО-5 (установка очистки продувочной воды ПГ) по подозрению поступления ее реагентов в 1 контур. Начата разгрузка энергоблока и через 5 часов РУ переведена в подкритическое состояние. Было установлено, что при подаче 5% раствора азотной кислоты на регенерацию фильтра СВО-5 через незакрытую непроектную перемычку этот раствор поступал в трубопровод подачи аммиака на всас подпиточных насосов. В 1 контур поступило 3 кубометра раствора, что соответствует 136 кг концентрированной кислоты.

# Система организованных протечек ТУ

## Цели обучения

По окончании данного занятия обучаемые смогут:

- Объяснить назначение системы организованных протечек ТУ.
- Описать взаимодействие системы организованных протечек ТУ с системами: YA, TF, TS20, TQ, YT, TC, TB30, TE, YP, TP.
- Описать компоненты системы организованных протечек:
  - Описать насосы организованных протечек TY21-23D01 с вакуум-бачками.
  - Описать бак организованных протечек TY20B01.
  - Описать теплообменник организованных протечек TY10W01.
- Нарисовать принципиальную схему системы организованных протечек.
- Описать режим работы системы ТУ при работе блока на мощности.
- Описать организацию сдувки р/а газов и аэрозолей из TY20B01 в СГО.
- Объяснить роль, которую по проекту играют дренажи петель в аварийной ситуации с течь теплоносителя 1 контура.

**Объяснить назначение, состав и режимы эксплуатации системы оргпротечек ТУ.**

# Назначение и общее устройство системы организованных протечек

Оргпротечки - это протечки теплоносителя из основного и вспомогательного оборудования реакторной установки через специально организованные трубопроводы (дренажи, контрольные дренажи и воздушники), направляемые обратно в первый контур.

При нормальной эксплуатации реакторной установки на АЭС с ВВЭР всегда должна находиться в работе система, предназначенная для сбора организованных протечек из оборудования и вспомогательных систем 1 контура и их возврата в технологический цикл. На ВВЭР-1000 с РУ В-320 эта система называется системой оргпротечек. Согласно проекту оборудование системы организованных протечек отмаркировано латинскими буквами TY.

Система ТУ предназначена для:

- сбора, охлаждения и возврата в систему продувки-подпитки 1 контура организованных протечек теплоносителя 1 контура во всех режимах эксплуатации энергоблока;
- дренирования 1 контура.

Система оргпротечек выполнена как система, совмещающая функции системы важной для безопасности и системы нормальной эксплуатации. К части системы важной для безопасности относятся трубопроводы в части от врезок в ГЦК до последней запорной арматуры на коллекторе дренажей и параллельно установленных дроссельных шайб включительно, а также трубопроводы дренажей ГЕ СА03 до граничной арматуры включительно. К устройствам нормальной эксплуатации относятся все остальные трубопроводы, арматура, оборудование (подробнее смотри гл.3.2.7.2 ТОБ). Организованные протечки отводятся от:

- трубопроводов аварийного впрыска бора, трубопроводов аварийного расхолаживания, трубопровода заполнения гидроемкостей СА03;
- от трубопроводов ГЕ СА03;
- от воздушников реактора, КД, ПГ;
- из системы аварийного газоудаления YR.

Критерием выполнения системой оргпротечек своих функций является обеспечение отвода протечек от оборудования, арматуры, участков трубопроводов, а также выполнение требования по дренированию одной петли ГЦК со скоростью 1 т/час при рабочем давлении среды в 1 контуре с целью смягчения протекания аварийного режима течи 1 контура. Система ТУ обеспечивает дренирование:

- первого контура от 4-х петель ГЦК УА10-40 через дренажные вентили ТУ11-14S02;
- трубопроводов системы ТЕ (СВО-2) и ТС (СВО-1);
- ББ УР20В01;
- ГЕ СА03 УТ11-14В01;
- КД УР10В01.

Учитывая, что система организованных протечек должна непрерывно функционировать в период нормальной эксплуатации энергоблока на мощности, насосные агрегаты оргпротечек были продублированы с целью возможности вывода агрегатов на техническое обслуживание и ремонт (рабочий, резервный и ремонтный агрегаты).

Материалы (основные и сварочные), используемые в системе оргпротечек TY, и их качество соответствуют требованиям действовавших на момент выпуска документации стандартов, технических условий, норм и правил. При выборе материалов учитывались: рабочие параметры системы, свойства среды, коррозионная стойкость материалов в рабочей среде и дезактивирующих растворах.

Исходя из условий работы оборудования, трубопроводов и арматуры в качестве основного конструкционного материала принята коррозионно-стойкая нержавеющая сталь типа 08Х18Н10Т.

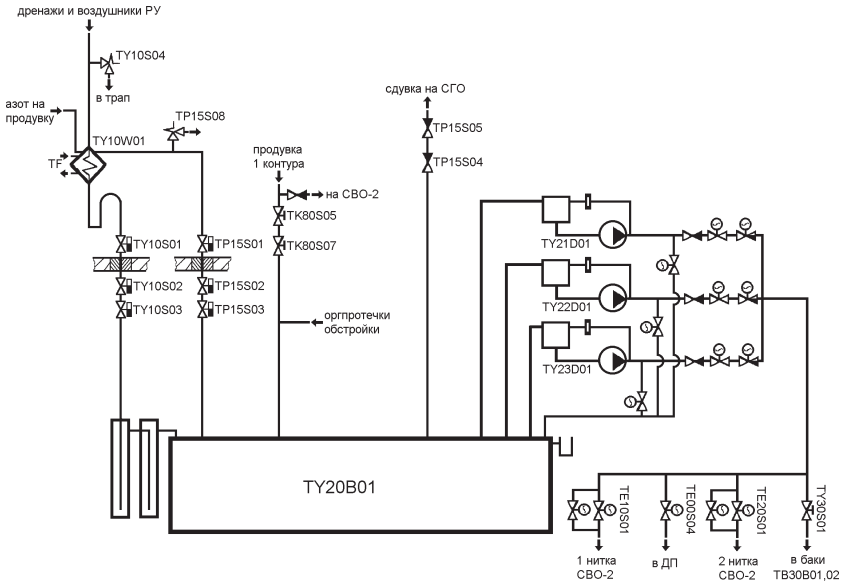
# Краткое описание технологической схемы системы оргпротечек

В состав системы входят: трубопроводы, бак организованных протечек TY10B01, охладитель организованных протечек TY10W01 и три насоса оргпротечек TY21-23D01.

Согласно п.3.2.7.2 ТОБ система оргпротечек состоит из двух подсистем: подсистемы сбора дренажей протечек и подсистемы возврата дренажей протечек. Арматура 3-х из 4-х дренажных линий ГЦК имеет надежное питание от дизельгенераторов.

К первой подсистеме относятся трубопроводы сбора дренажей и охладитель организованных протечек TY10W01. Ко второй подсистеме относятся бак организованных протечек TY10B01 и насосы оргпротечек TY21-23D01 со всем вспомогательным оборудованием. Величина организованных протечек из 1 контура, принятая в проекте, составляет величину 0 - 2,5 тн/час.

*Упрощенная схема системы оргпротечек ТУ*




Система организованных протечек TY технологически связана со следующими системами:

- первого контура;
- подпитки-продувки 1 контура;
- аварийного впрыска бора;
- аварийного и планового расхолаживания 1 контура;
- очистки организованных протечек;
- азота низкого давления;
- спецгазоочистки СГО;
- бакового хозяйства;
- аварийного газоудаления.

По расположению все организованные протечки можно разделить на 2 группы: оргпротечки гермозоны и обстройки.

Оргпротечки гермозоны - это, в основном, контрольные дренажи с оборудования и трубопроводов РУ, имеющих высокие параметры по t и P. Поэтому все эти линии имеют дроссельные шайбы и отводимая по ним среда перед попаданием в бак ТУ20В01 охлаждается в теплообменнике ТУ10W01 при помощи воды промконтура.

Оргпротечки обстройки имеют низкие параметры и поэтому не требуют дополнительного охлаждения и дросселирования.

Линия слива оргпротечек с гермозоны заводится в бак ТУ20В01 через гидрозатвор для разделения трубопроводов оргпротечек, находящихся в герметичной и негерметичной части оболочки, и препятствуют выходу воздуха из-под герметичной части оболочки при повышении давления в ней до 0,7 кгс/см$^2$. Гидрозатвор - типа “труба в трубе”.

Насосы ТУ21(22,23)D01 и их обвязка запитаны от системы надежного питания 2 категории. Это означает, что при обесточении СБ после запуска ДГ и включения его на секцию надежного питания включается соответствующий ТУ21(22,23)D01 на 4 ступени ПСП.

Система оргпротечек функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации, включая переходные режимы, а также в режимах обесточивания. В режимах нормальной эксплуатации функция системы состоит в отводе организованных протечек и возврате их в контур, а также дренировании ГЦК при ремонтах.

Из бака ТУ20В01 вода подается насосами ТУ21(22,23)D01 через фильтры СВО-2 (или по байпасу фильтров СВО-2) в деаэратор подпитки ТК10В01 и, далее, на всас насосов

ТК21(22,23)D01 для возврата оргпротечек в баланс воды 1 контура. При необходимости оргпротечки могут перекачиваться в баки ТВ30В01,02 минуя ДП по перемычке ТУ30S01-03.

# Описание оборудования системы оргпротечек ТУ

## Теплообменник организованных протечек ТУ10W01

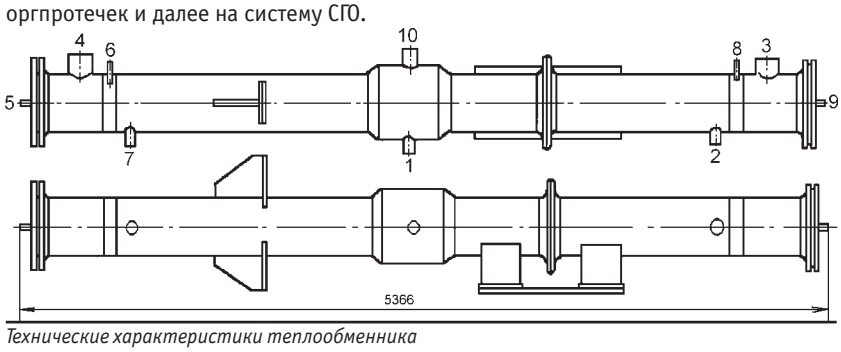
Охладитель организованных протечек (ТОП) ТУ10W01 - теплообменный аппарат типа ф 325-02 - предназначен для охлаждения пароводяной и газовой смеси, поступающей из оборудования и трубопроводов 1 контура в бак системы организованных протечек. Охладитель оргпротечек ТУ10W01 расположен на отметке 13.2 герметичной части РО в помещении ГА-306/3.

Конструктивно теплообменник - кожухотрубчатого типа, со 129 нержавеющими трубками диаметром ф14х1 мм, одноходовой по охлаждающей воде. Корпус теплообменника выполнен из двух труб ф325х12 мм, соединенных между собой линзовым компенсатором. Линзовый компенсатор установлен в связи с возможностью разогрева корпуса до высокой температуры (например при пропуске дренажной арматуры 1 к). Материал основных деталей теплообменника ф 325-02: корпуса, крышек, линзовых компенсаторов, теплообменных трубок, патрубков - сталь 08Х18Н10Т, опор - углеродистая сталь. Установочное положение теплообменника - вертикальное.

Для улучшения теплообмена в теплообменнике имеются две кассеты, выполненные из труб диаметром 18 мм, которые делят трубный пучок на 3 части:

- верхняя часть - охладитель сдувок;
- средняя часть - конденсатор оргпротечек;
- нижняя часть - доохладитель конденсата оргпротечек.

Охлаждающая среда - вода промконтура TF - течет по трубкам, пароводяная смесь проходит в трубном пространстве. С учетом возможности выделения в ТОП гидролитического водорода из протечек теплоносителя 1 контура в газовую (верхнюю) часть корпуса ТОП организована подача азота со сдувкой его из газового объема в бак оргпротечек и далее на систему СГО.




*Общий вид теплообменника ТУ10W01*

*1 - вход азота*
*2 - выход охлажденных оргпротечек*
*3 - вход охлаждающей воды промконтура*
*4 - выход охлаждающей воды промконтура*
*5 - воздушник трубного пространства*
*6 - воздушник межтрубного пространства*
*7 - отвод сдувки*
*8 - дренаж межтрубного пространства*
*9 - дренаж трубного пространства*
*10 - вход оргпротечек*

*Технические характеристики теплообменника*

| Наименование<br>Среда<br>Расход среды, $м^3$/час | Трубное пространство<br>промконтур<br>140 | Межтрубное пространство<br>раствор борной кислоты<br>7 |
|---|---|---|
| Рабочее давление, $кгс/см^2$ | 3 | 1,5 |
| Температура на входе, $^0C$ | 45 | 110,8 |
| Температура на выходе, $^0C$ | 47,8 | 55 |
| Расчетное давление, $кгс/см^2$ | 6 | 4 |
| Расчетная температура, $^0C$ | 70 | 150 |
| Объем, $м^3$ | 0,15 | 0,21 |
| Поверхность теплообменника, $м^2$ | 26,526 | |

Оргпротечки 1 контура поступают в среднюю часть межтрубного пространства ТОП и охлаждаются до температуры 50 $^0$C водой промконтура с температурой 15-45 $^0$C, проходящей в трубном пространстве. Из нижней части ТОП конденсат поступает в бак ТУ20В01. Из верхней части ТОП парогазовая смесь после разбавления азотом низкого давления (с расходом 5 $м^3$/час) для уменьшения концентрами $H_2$ поступает в газовый объем бака оргпротечек ТУ20В01, а отсюда -на СГО.

Для защиты ТОП от повышенного давления при закрытии отсечной арматуры ТУ10S01-03 предусмотрен предохранительный клапан ТУ10S04 (настраивается на давление 6,9 $кгс/см^2$) со сбросом в трап гермозоны. Дополнительной защитой ТОП от превышения давления можно считать предохранительный клапан ТР15S08, установленный на линии газовых сдувок.

Расход пароводяной смеси с борной кислотой по межтрубному пространству был установлен 7 т/час с учетом 40% пара. За весь срок службы теплообменник допускает количество циклов нарушений нормальных условий эксплуатации, сопровождающихся прекращением-восстановлением подачи сред: охлаждаемой - не более 30, охлаждающей - не более 30. Заполнение теплообменника средами во избежание гидроударов должно производиться при расходе не более 10 т/ч по межтрубному пространству и не более 60 т/час - по трубному пространству.

Установочное положение теплообменника - вертикальное, с учетом малых расходов парогазовой смеси и большим диаметром сливного трубопровода (диаметр 100 мм), опускающегося с отм.13.2 на отм. -4.2, может образовываться “сифон” и происходить полное опорожнение ТОП по межтрубному пространству. С целью ликвидации данного явления сливной трубопровод охлажденных дренажей выполнен с гидрозатвором высотой 750 мм и воздушником для срыва “сифона”. В результате длительной эксплуатации на Бал.АЭС каких-либо недостатков в конструкции или дефектов по данным теплообменникам не выявлено.

## Насосы оргпротечек Х45/240-К-2Г

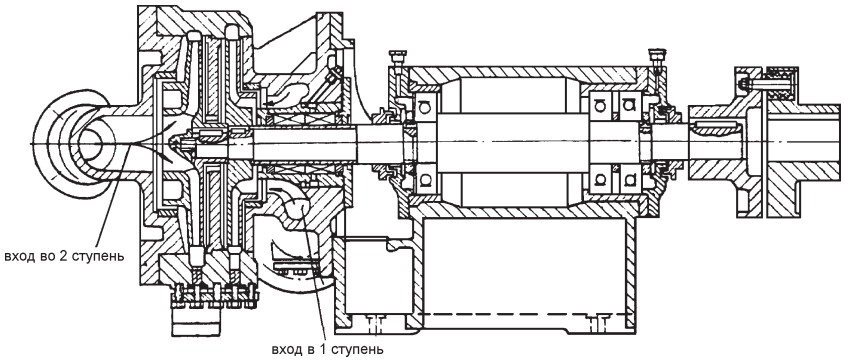
Насосы оргпротечек установлены в помещениях А030/1-3 на отметке - 4,2 м обстройки РО и служат для откачки дренажей из бака ТУ20В01.

Насос оргпротечек марки Х45/240-К-2Г является центробежным, консольным, двухступенчатым, горизонтальным, самовсасывающим, с механическим двойным торцевым уплотнением вала. Допускаемая протечка через уплотнение - не более 100 гр/час. Насосы Х45/240 изготавливались Катайским насосным заводом.

Самовсасывание при первом запуске насоса ТУ21-23D01 осуществляется за счет воды, залитой насосами боросодержащей воды через арматуру ТУ21-23S06 во вспомогательный бак (V = 0,19 м$^3$), смонтированный в разрез трубопровода всаса. Падение уровня во вспомогательном баке в момент пуска создает разрежение, которое обеспечивает подъем воды из ТУ20В01.

Для обеспечения повторного запуска предусмотрена байпасная линия, обеспечивающая постоянную подачу части перекачиваемой жидкости из напорного трубопровода насоса во вспомогательный бак в количестве 1 м$^3$/час, что обеспечивается установленной на байпасе дроссельной шайбой.

Смазка подшипников осуществляется через пресс-масленки консистентными смазками 1-13, 10Л3 или ЛИТОЛ-24.



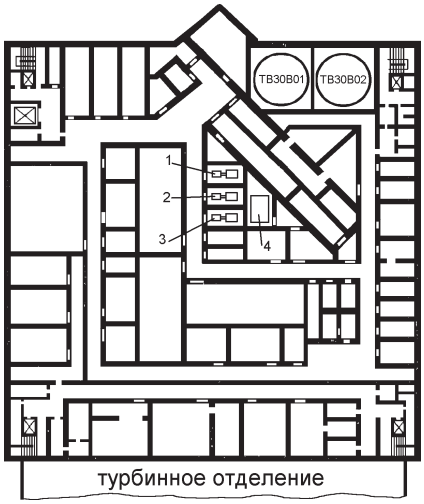

Разгрузка ротора от осевых усилий осуществляется за счет встречного расположения рабочих колес на валу насоса.

Направление вращения ротора насоса - по часовой стрелке, если смотреть со стороны электродвигателя. Допускаемая температура подшипников насосного агрегата - не более 70$^0$ С.

*Расположение насосов ТУ21-23Д01 в здании РО*

*1 - насос ТУ21Д01*
*2 - насос ТУ22Д01*
*3 - насос ТУ23Д01*
*4 - бак ТУ20В01*

План здания РО на отм. -4.2




*Конструкция насоса типа Х45/240*

*Техническая характеристика насосов Х45/240-К-2Г*

| | |
|---|---|
| *расход насоса, м$^3$/ч* | *45* |
| *напор насоса, м.в.ст.* | *240* |
| *допустимый кавитационный запас, м.в.ст* | *4* |
| *t перекачиваемой жидкости, не более $^0$С* | *40-90* |
| *макс. давление на входе, кгс/см$^2$* | *5* |
| *мощность эл.двигателя, КВт* | *75* |
| *температура подшипников, $^0$С* | *70* |

Основным недостатком конструкции насосов ТУ21-23D01 типа Х45/240-К-2Г, выявленным при их длительной эксплуатации на АЭС с ВВЭР-1000 явилась высокая нагрузка на подшипники качения, вследствие чего неоднократно наблюдался их вы

ход из строя. До проведения реконструкции подпиточных насосных агрегатов с заменой щелевых уплотнений на импульсные торцовые расход оргпротечек составлял величину порядка 15-16 м$^3$/час, что требовало непрерывной работы насоса оргпротечек. При этом режиме ресурс подшипников насоса составлял, как правило, не более 1000 часов работы. В настоящее время на блоках Балаковской АЭС реализуется техрешение по замене высоконапорных насосов системы ТУ типа Х45/240-К-2Г на низконапорные типа Х80/50-250К-55-2У.

Насос Х80/50-250К-55-2У - центробежный, горизонтальный, одноступенчатый, консольный, самовсасывающий, с двойным торцевым уплотнением вращающегося вала.

*Техническая характеристика насосов Х80/50-250К-55-2У*

| | |
|---|---|
| *расход насоса, м$^3$/ч* | *50* |
| *напор насоса, м.в.ст.* | *80* |
| *допустимый кавитационный запас, м.в.ст* | *4,5* |
| *t перекачиваемой жидкости, не более $^0$С* | *60* |
| *макс. давление на входе, кгс/см$^2$* | *5* |
| *мощность эл.двигателя, КВт* | *37* |
| *температура подшипников, $^0$С* | *70* |

## Бак оргпротечек ТУ20В01

Бак оргпротечек является промежуточной емкостью для хранения воды и создания условий работы насосов ТУ21(22,23)D01. Кроме того, в газовый объем бака организованных протечек ТУ20В01 поступают газовые сдувки из оборудования гермозоны (ТОП, барботер). Далее газовые сдувки поступают из бака организованных протечек в систему спецгазоочистки TS20.

Бак расположен на отметке - 4,2 м в помещении А-032. Бак представляет из себя емкость прямоугольной формы высотой 2100 мм, шириной 1200 мм, длиной 6000 мм и изготовлен из стали 08Х18Н10Т. Толщина стенки и днища бака орпротечек - 4 мм. В верхнюю часть бака врезан гидрозатвор, защищающий бак от недопустимого повышения давления выше 400 мм.вод.ст. Он же защищает бак от вакуумирования, срабатывая при разряжении 200 мм.вод.ст. Перелив бака оргпротечек ТУ20В01 выполнен в виде трубы диаметром 159 мм (ф159х6), заведенной под уровень РБК до 100 мм от днища.

Поскольку в бак оргпротечек ТУ20В01 поступает теплоноситель 1 контура, то помещение расположения бака А-032 относится к 1 категории по степени радиационной опасности, вход в него без предварительной разведки радиационной опасности запрещен.

*Техническая характеристика бака ТУ20В01*

| | |
|---|---|
| *полный объем бака, м$^3$* | *14,4* |
| *рабочий объем бака, м$^3$* | *12,6* |
| *рабочее давление* | *свободный напив* |
| *макс. избыточное давление, мм.в.ст.* | *200* |
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т* |

# Эксплуатация системы организованных протечек

Как уже было сказано, максимальная величина организованных протечек из 1 контура, принятая в проекте, составляет величину 2,5 тн/час. Согласно же инструкции по эксплуатации системы ТУ при работе энергоблока на мощности в ТУ20В01 поступает 0,5 м$^3$/час протечек теплоносителя от отсечной арматуры систем безопасности. Укомплектованные по проекту щелевыми уплотнениями подпиточные насосы давали еще 15 м$^3$/час организованных протечек. Поэтому в проектных алгоритмах была предусмотрена постоянная работа насоса оргпротечек ТУ21(22,23)D01 с автоматическим регулятором поддержания постоянного уровня в баке ТУ20В01.

Однако после замены щелевых уплотнений на подпиточных насосах на торцевые в связи с резким уменьшением расходом оргпротечек работа насосов ТУ21(22,23)D01 с поддержанием уровня в баке ТУ20В01 стала невозможна, теперь они автоматически включаются по мере повышения уровня в баке ТУ20В01 и отключаются при его снижении.

При повышении уровня в баке ТУ20В01 до 1350 мм по блокировке автоматически в работу включается один из насосов ТУ21(22,23)D01 (I режим). При дальнейшем ро

сте уровня в баке до 1400 мм и 1450 мм в дополнение к работающему включается один или два оставшихся насоса (режимы II и III соответственно).

В соответствии с этим становится проблематичной очистка воды оргпротечек, так как система СВО-2 не может работать в импульсном режиме возобновления и прекращения подачи воды оргпротечек на очистку.

В соответствии с ныне принятой технологией оргпротечки перекачиваются по байпасу TE00S04 в деаэратор подпитки TK10B01 без очистки, т.е. минуя систему СВО-2.

При собранной электрической схеме насосов TY21(22,23)D01 рекомендуется держать собранной схему приема оргпротечек в деаэратор подпитки TK10B01 или баки TB30B01,02 так как их автоматическое включение по уровню без собранной технологической схемы приема оргпротечек приведет к подрыву предохранительного клапана TE00S02.

При откачке бака TY20B01 уровень воды в деаэраторе поднимается по уставки включения в работу регулятора уровня в деаэраторе TK20S04, который производит сброс части воды в баки TB30B01,02. Деаэратор подпиточной воды TK10B01 имеет полный объем 30 м$^3$, а его объем при рабочем уровне равен 19 м$^3$. При откачке бака в TY20B01 в деаэратор поступает около 10 м$^3$ воды, что может приводить к сильному открытию TK20S04, тем самым вызывая снижение давления на всасе работающего подпиточного агрегата.

Так же периодический режим работы TY21(22,23)D01 на откачку бака TY20B01 и связанные с этим колебания уровней в TY20B01 и TK10B01 может стать причиной заброса влаги в систему дожигания водорода (при сильном повышении уровня в TK10B01) и причиной повышения выбросов.

Поскольку из-за периодического режима работы TY21(22,23)D01 трудно контролировать характер изменения оргпротечек, то для персонала БЩУ очень важным является контроль количества включения насосов на откачку TY20B01 как показателя плотности дренажей и воздушников РУ.

При потере работоспособности всех насосов организованных протечек TY21(22,23)D01 будет происходить заполнение бака TY20B01 до его перелива в спецканализацию, т.е. оргпротечки перейдут в разряд неорганизованных протечек 1 контура.

Отключение всех насосов оргпротечек (с запретом включения) может произойти, например, вследствие действия защиты при повышении температуры в баке TY20B01 до 60 градусов.

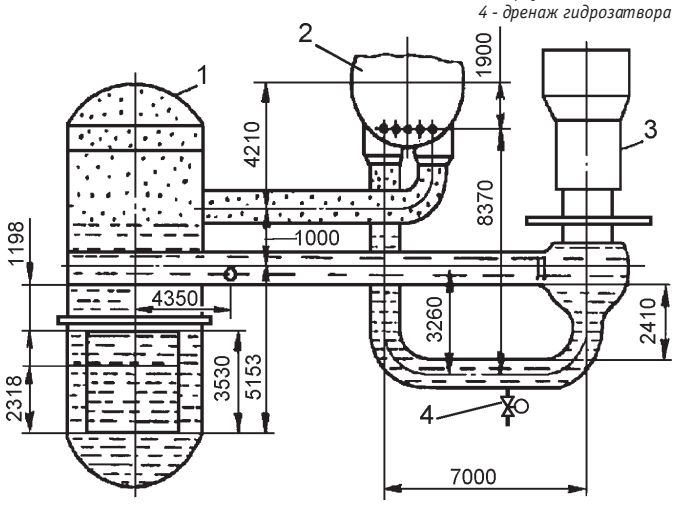
# Предусмотренное проектом использование дренажей петель TY11-14S02 при МПА

Проектом ВВЭР-1000 было предусмотрено использование системы оргпротечек при авариях с течью из 1 контура на его участках от ГЦНов до корпуса реактора. При этих авариях после опорожнения (слива в 1 контур) КД и ГЕ САОЗ в верхней части корпуса реактора и "горячих" трубопроводах 1 контура собирается пар, т.к. снижение давления значительно менее 60 атм вызывает вскипание теплоносителя, а падение скорости теплоносителя исключает унос паровых пузырей из реактора потоком воды.

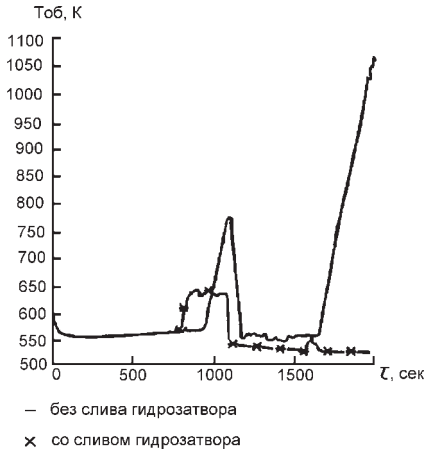
В случае запуска только одного канала САОЗ низкого давления половина его расхода (в нижнюю камеру реактора) вытекает наружу, не участвуя в охлаждении активной зоны. Другая половина расхода охлаждающей воды САОЗ поступает в верхнюю камеру реактора над активной зоной и протекает к месту утечки сверху вниз через активную зону. Паровая полость в верхней части 1 контура может увеличиваться, т.к. выходу пара в место разрыва препятствуют U-образные трубопроводы на всасах ГЦН (гидрозатворы высотой 3 метра).

*Схема гидрозатвора петли*

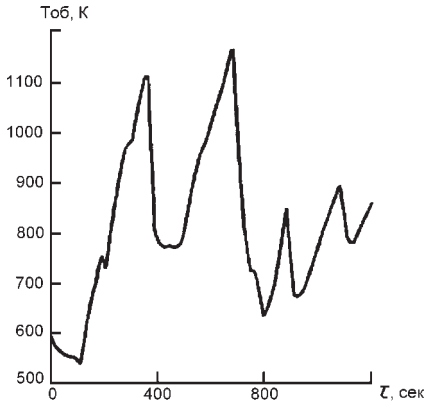
*1 - реактор*
*2 - парогенератор*
*3 - главный циркуляционный насос*
*4 - дренаж гидрозатвора*



*Изменение максимальной температуры оболочек твэлов (течь из "холодной" нитки Ду 100)*




*Изменение максисальной температуры оболочек твэлов (течь из "холодной" нитки Ду 300)*




Несмотря на небольшой массовый расход парообразования в реакторе объемная скорость парообразования при давлении в реакторе 30 атм весьма значительна (300-9000 м$^3$/час). Без вмешательства оператора в этом режиме устанавливается уровень воды на середине активной зоны (на 3 метра ниже входных патрубков) через 5-2 минуты после его возникновения. Для исключения перегрева верхней части активной зоны при признаках этого режима (низком давлении в 1 контуре, работе только 1 канала САО3, росте температуры в головках ТВС более температуры насыщения) проектом было предусмотрено дренирование U-образного участка на всасе ГЦН той петли, где произошел разрыв. Для этого надо открыть соответствующий дренажный вентиль (TY11-14S02). Для защиты этого дренажного трубопровода (и ТО оргпротечек) от разрыва на нем (трубопроводе) установлен набор дроссельных шайб пропускной способностью 3,6 т/час при давлении в 1 контуре 160 атм (а при 30 атм шайбы пропускают 1,5 т/час воды). Таким образом этот участок можно опорожнить за 0,5 - 1 час через проектный дренаж.

Однако до настоящего времени отсутствует единое мнение о целесообразности исключения влияния гидрозатворов при авариях с течью теплоносителя. Объясняется это, в том числе, и консерватизмом расчетных программ (программы "ТЕЧЬ-М", "ТЕЧЬ-4", "ТЕЧЬ-12" и т.д.), которые были использованы в проекте для обоснования соответствующих технических мероприятий по исключению гидрозатворов.

С целью более полного исследования процессов межфазного взаимодействия парожидкостного потока в циркуляционном контуре и активной зоне ЯЭУ с ВВЭР-1000 в авариях с потерей теплоносителя и обоснования технического мероприятия по исключению влияния гидрозатворов группой специалистов из ВНИИАЭС и ОКБ "Гидропресс" в 1993 году был выполнен расчетный анализ с помощью программы RETACT (США). Рассматривались аварии с некомпенсируемыми течами Ду100 и Ду300 с частичным отказом системы САО3.

Характерной особенностью протекания аварийного режима с течью из "холодной" нитки Ду100 является значительное влияние на параметры 1-го контура теплообмена со стороны 2 контура. Истечение воды в разрыв Ду100 не компенсируется подачей аварийных насосов САО3, вследствие чего происходит опорожнение 1-го контура. В U-образных участках "холодных" ниток формируются гидрозатворы. Причем в петлях, в которых отсутствует подача охлаждающей воды от насосов аварийного ввода бора происходит выдавливание водяного столба потоком пара, а в петлях, в которые осуществляется подача охлаждающей воды, образуются водяные пробки.

Образование гидрозатворов приводит к ухудшению теплогидравлического состояния активной зоны и, как следствие, ее разогреву, даже при работе САО3. Результаты расчетов показали, что гарантированный слив гидрозатвора с учетом его подпитки от насосов САО3 возможен при диаметре дренажного трубопровода не менее 50 мм. Эффективность дренирования гидрозатворов как технического мероприятия была подтверждена.

В случае с течью Ду300 давление в 1 контуре ниже, чем во втором, т.е. второй контур в этих режимах является источником энергии. Тем не менее влияние теплообмена между 1 и 2 контурами при больших течах незначительно по сравнению с влиянием процесса истечения теплоносителя в разрыв. Анализ полученных данных показал, что поток пара к месту разрыва в этих режимах достаточно большой, чтобы полностью выдавить воду из гидрозатворов. Формирование гидрозатворов, а следовательно, необходимость их дренирования наступает в этом случае на более поздней стадии аварийного процесса - стадии длительного расхолаживания. Был сделан вывод, что при больших течах теплогидравлическое состояние активной зоны определяется главным образом работоспособностью САО3.

# Система промконтура TF

## Цели обучения

По окончании данного занятия обучаемые смогут:

- Сформулировать назначение системы промконтура TF.
- Описать взаимосвязь системы промконтура с другими системами:
  - VF, TN, YD, TK, TY, YP, TV.
- Описать устройство и основные технические характеристики оборудования системы:
  - Описать насосы промконтура TF31-33D01.
  - Описать теплообменники промконтура TF21,22W01.
  - Описать дыхательный бак промконтура TF10B01.
- Нарисовать упрощенную схему системы промконтура TF.
- Объяснить принцип автоматического заполнения системы промконтура TF.
- Описать условие, вызывающее АВР по насосам промконтура TF31-33D01.
- Объяснить опасность отключения системы промконтура TF на работающем блоке.

**Объяснить назначение, состав и режимы эксплуатации системы промконтура TF.**

# Назначение системы промконтура TF

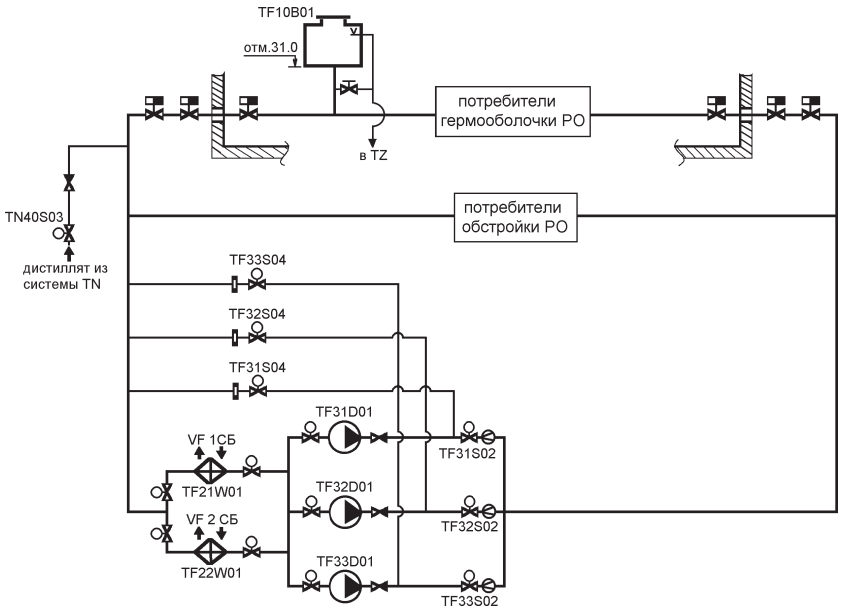
Для охлаждения оборудования и снижения температуры рабочих сред систем РО как правило используется техвода группы “А” (VF) и “В” (VB). Однако в случае охлаждения потребителей с радиоактивной средой при высоких параметрах с использованием систем техводы при повреждении теплообменных устройств возможно ее загрязнение вследствие поступления р/а веществ. В этом случае использование техводы нежелательно, так как может происходить загрязнение окружающей среды.

Поэтому в РО имеется промконтур - система, спроектированная для отвода тепла от потребителей, работающих с радиоактивными теплоносителями высоких параметров:

- главных циркуляционных насосов YD10-40D01;
- охладителя организованных протечек TY10W01;
- доохладителя продувки 1 контура TK80W02;
- охладителя барботера YP20B01;
- охладителей отбора проб из реактора TV30,40,50W01;
- охладителя отбора проб из КД TV10W01;
- охладителя отбора проб газового объема ББ TV10W02;
- охладителей отбора проб фильтров СВО-1 TV10W03-10;
- охладителей отбора проб из системы ТК TV20W01,02.

Вода промконтура, охлаждая потребители, циркулирует по замкнутому контуру с помощью насосов промконтура и охлаждается в теплообменниках промконтура технической водой. Таким образом промконтур - замкнутая система, не выходящая за пределы здания реакторного отделения и служащая связующим звеном между р/а потребителями и техводой группы “А” 1,2 систем безопасности. Промконтур предотвращает попадание радиоактивных изотопов в техническую воду при нарушении герметичности оборудования, непосредственно связанного с 1 контуром.

*Упрощенная схема системы промконтура*




В основу проекта системы промконтура были положены требования к ней со стороны реакторной установки согласно “Требованиям к общестанционным и вспомогательным системам со стороны реакторной установки. 320.00.00.00.000Д43”. Критерием выполнения возложенных на систему функций является обеспечение отвода тепла от оборудования. Система промконтура является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности. Оборудование и арматура части системы, расположенной в герметичной оболочке, рассчитаны на аварийные параметры, возникающие при авариях связанных с разуплотнением трубопроводов 1 контура. Система относится ко 2 категории сейсмостойкости. Оборудование системы промконтура отмаркировано латинскими буквами TF.

Система промконтура функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации, включая пуск и останов энергоблока, в режимах обесточения энергоблока. В аварийных режимах, связанных с повышением давления под оболочкой более 0,3 кгс/см$^2$ или снижении запаса до вскипания теплоносителя 1 контура менее 10 $^0$C работа системы не требуется. В данной ситуации закрывается вся пневмоотсечная арматура на подаче промконтура к потребителям гермообъема и система перестает выполнять свои функции.

# Состав системы промконтура

Система промконтура состоит из трех насосов промконтура, двух теплообменников, дыхательного бака, трубопроводов, арматуры и потребителей охлаждающей воды.

Тепло, отведенное теплоносителем промконтура от потребителей РО передается технической воде группы "А" VF в теплообменниках промконтура TF21,22W01. В целях организации возможности ремонта и чистки теплообменников TF их в системе установлено два, нормальной работы одного достаточно для организации теплосъема.

Для бесперебойного охлаждения потребителей в системе предусмотрено три насоса TF31-32D01, один из которых находится в работе при эксплуатации системы, а остальные - в резерве. Один из резервных насосов промконтура может быть выведен в ремонт. Регулирование расхода промконтура на потребители (где оно предусмотрено проектом) производится оператором РО по месту при помощи регуляторов с ручным приводом. Теплоноситель промконтура распределяется по потребителям следующим образом:

| | |
|---|---|
| *на ГЦН YD10-40D01* | *60 м$^3$/час х 4;* |
| *на охладителя оргаротечек TY10W01* | *140 м$^3$/час;* |
| *на доохладитель продувки TK80W02* | *170 м$^3$/час;* |
| *на охладитель барботера YP20B01* | *20 м$^3$/час;* |
| *на охладители отбора проб (суммарно)* | *40 м$^3$/час.* |

Таким образом общий расход по потребителям составляет 610 м$^3$/час. Непосредственного контакта с системами реакторной установки, являющимися потребителями промконтура, система не имеет, так как она и предназначена для исключения контакта охлаждаемой и охлаждающей сред. Отвод тепла от потребителей происходит в теплообменниках поверхностного типа, где контакт сред отсутствует.

В качестве теплоносителя в системе промконтура используется химочищенная вода (дистиллят) от системы TN, ее качество при нормальной эксплуатации системы должно быть следующими:

| | |
|---|---|
| *Ph, единиц* | *6,0* |
| *концентрация РБК, менее, г/кг* | *0,06* |
| *концентрация хлоридов, не более, мг/кг* | *0,1* |
| *концентрация натрия, не более, мг/кг* | *1,0* |
| *суммарная активность воды, Ки/л* | *5 10$^{-10}$* |

Система промконтура имеет связь с системой дистиллата РО (TN), так как она заполняется и подпитывается от системы дистиллата через трубопровод Ду80 через арматуру TN40S03. Проектом предусмотрен автоматический контроль радиоактивности воды промконтура.

Для компенсации температурных изменений и поддержания необходимого объема воды в замкнутой системе промконтура установлен дыхательный бак объемом 1 м$^3$.

Трубопроводы и оборудование системы промконтура изготовлены из коррозионностойкой стали 08Х18Н10Т исходя из требований к качеству рабочей среды, обеспечения работоспособности системы в условиях нормальной эксплуатации и нарушений нормальных условий эксплуатации.

Для выполнения технологических переключений система снабжена сильфонной запорной арматурой. Арматура системы выполнена в специальном исполнении для АЭС.

На напорных и сливных трубопроводах промконтура потребителей гермозоны установлена пневмоприводная арматура, по две в обстройке и одна в гермозоне на каждом трубопроводе, которая служит для локализации гермообъема при авариях, связанных с разуплотнением I контура.

Время закрытия арматуры не должно превышать 10 сек. На блоках установлена как арматура ФРГ фирмы "Persta", так и арматура производства России.

Сигнализация положения пневмоотсечной арматуры системы промконтура расположена на панелях каналов безопасности HY19,21,23 на БЩУ и панелях HR01,03,05 на РЩУ для I,II,III каналов безопасности соответственно.

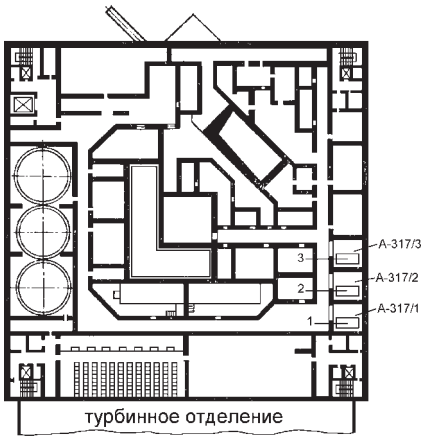
Арматура и оборудование системы промконтура запитаны по электроснабжению от системы надежного питания. При обесточении секций надежного питания BV,BW,BX они запитываются от аварийных дизель-генераторов GV,GW,GX.

*Расположение оборудования системы промконтура в здании РО*

*1 - насос TF31Д01*
*2 - насос TF32Д01*
*3 - насос TF33Д01*
*4 - теплообменник TF21W01*
*5 - теплообменник TF22W01*

План здания РО на отм. 0.0

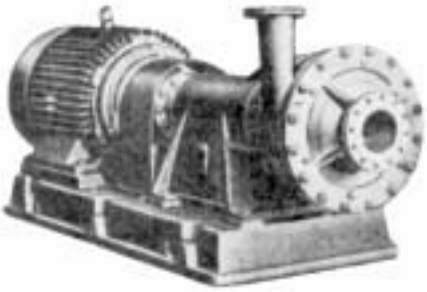
План здания РО на отм. 6.6



# Описание оборудования системы промконтура TF

## Насос промконтура TF31(32,33)D01

*Общий вид насоса ТХ*



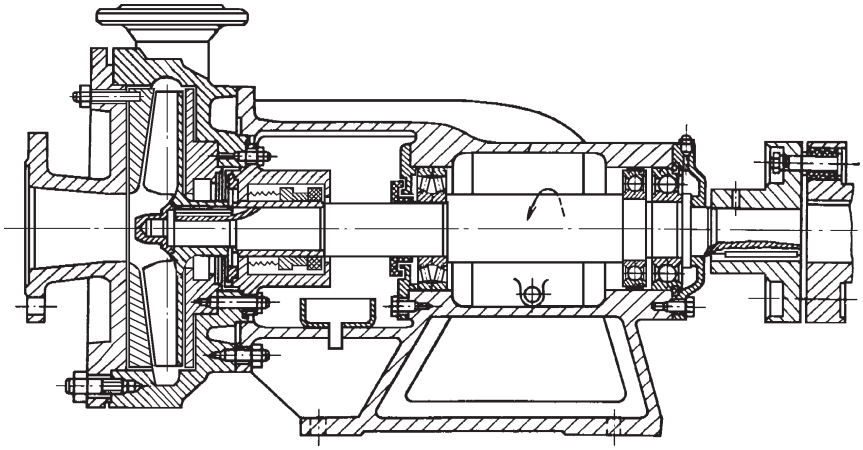
Насосы промконтура TF31-33D01 типа ТХ800/70/8-К-2Е расположены в помещениях А-317/1-3 обстройки РО соответственно и служат для создания циркуляции в замкнутом контуре системы промконтура. Насосы изготовлены ПО "Уралгидромаш" (г. Сысерть Свердловской области).

Согласно паспортным данным, агрегат электронасосный марки ТХ 800/70/8-К-2Е-У3 предназначен для перекачивания химически активных и нейтральных жидкостей и суспензий с температурой от минус 40 $^0$С до плюс 120 $^0$С, плотностью не более 1850 кг/м$^3$, вязкостью до 30·10$^{-6}$ м$^2$/с, содержащих твердые включения размером не более 1 мм, объемная концентрация которых не более 15%, в том числе размером не более 5 мм, объемная концентрация которых не превышает 1%. Электронасосный агрегат выполнен в общепромышленном исполнении и не предназначен для взрывоопасных и пожароопасных производств.

Насос промконтура - центробежные, горизонтальные, консольные, одноступенчатые. Уплотнение вала - одинарное торцевое. Смазка и охлаждение трущихся поверхностей в уплотнении осуществляется перекачиваемой жидкостью.

Основные узлы и детали насоса - корпус, рабочее колесо, всасывающая крышка, защитная втулка, узел опорной стойки. Для компенсации износа рабочих колес и защиты корпуса насоса конструкцией предусмотрены передний и задний защитные диски. Рабочее колесо - открытого типа. Корпус, всасывающая крышка и рабочее колесо - литые.

*Упрощенное устройство насоса типа ТХ*



Ротор насоса вращается в двух подшипниковых опорах. В левой опоре устанавливается сферический шарикоподшипник. В правой опоре устанавливается радиально-упорный подшипник. Осевая нагрузка на ротор воспринимается радиально-упорным подшипником. Смазка подшипников - консистентная, ЦИАТИМ-202. Смазка должна заполнять 1/2 - 2/3 объема полости подшипника. Для защиты полости подшипников от попадания протечек среды из уплотнения, а также вытекания смазки из кронштейна на валу насоса, перед крышками подшипников установлены отбойники.

Максимальная температура подшипников насоса и эл.двигателя - 70 градусов С. Направление вращения вала насоса - против часовой стрелки, если смотреть со стороны эл.двигателя.

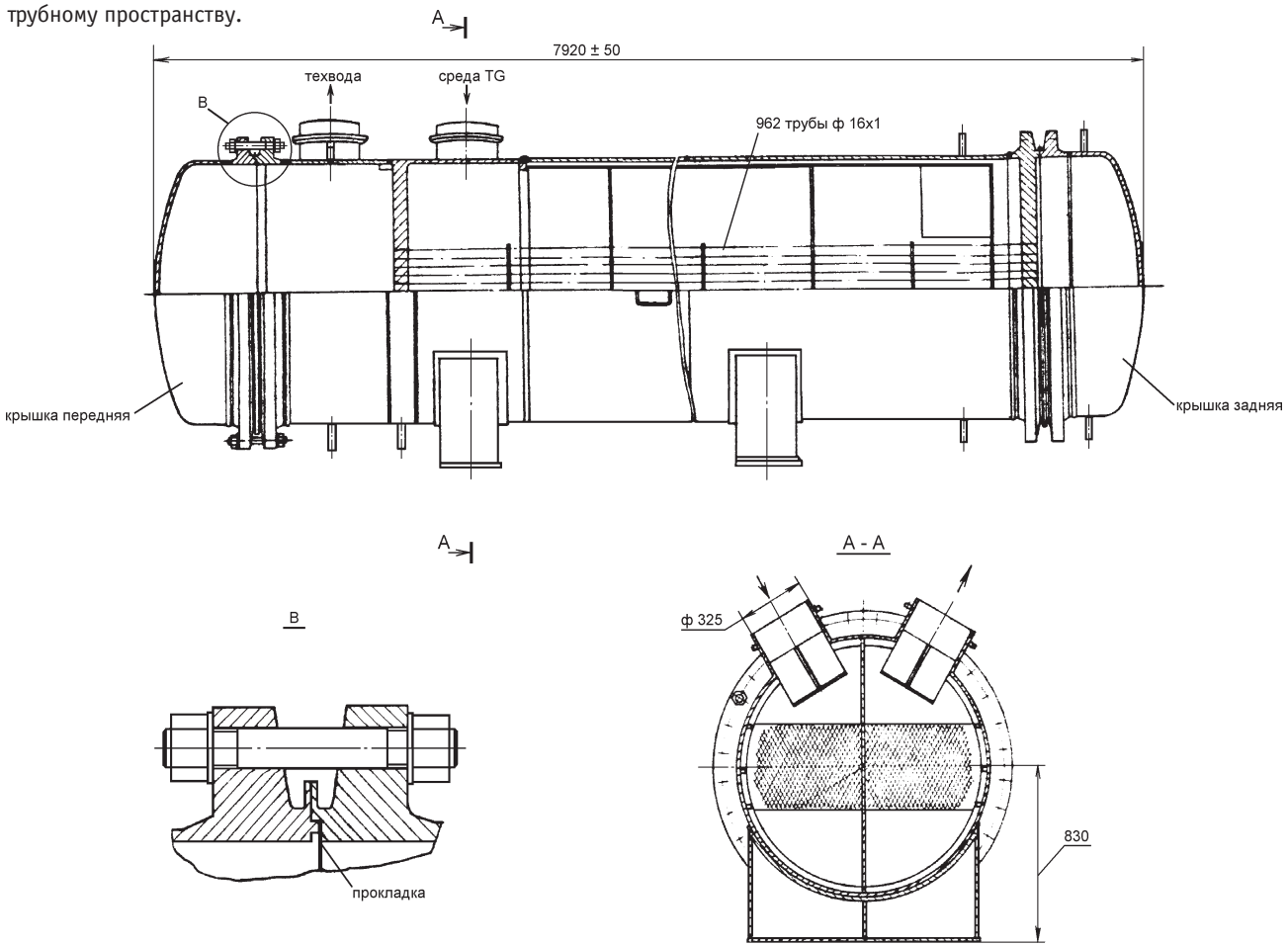
*Техническая характеристика насосов TF31-33D01*

| | |
|---|---|
| *тип насосов* | *ТХ800/70/8-К-2Е* |
| *производительность, м$^3$/час* | *600* |
| *напор, м.в.ст.* | *35* |
| *частота вращения, об/мин* | *730* |
| *доп. кавитационный запас, м.в.ст.* | *6,0* |
| *КПД, %* | *65* |
| *давление на всасе, не более, кг/см$^2$* | *3* |
| *утечки через уплотнение, л/ч* | *0,03* |
| *мощность двигателя, КВт* | *132* |
| *напряжение питания, В* | *380/50 гц* |
| *масса насосного агрегата, кг* | *2050* |
| *тип электродвигателя* | *А03-3555-83* |

Материал основных деталей насоса ТХ800/70: рабочего колеса, всасывающей крышки, корпуса насоса, переднего и заднего защитных дисков - сталь 12Х18Н9ТЛ-II, защитной втулки и вала - сталь 12Х18Н9Т, кронштейна - Ст3, полумуфты - сталь 35.

## Теплообменники промконтура TF21(22)W01

Теплообменник промконтура TF21(22)W01 типа 1200 ГЗП - горизонтальный, жесткотрубный, кожухотрубчатый, противоточный, двухходовой аппарат по стороне трубного пространства, с многократным поперечным обтеканием трубного пучка по межтрубному пространству.




*Конструкция теплообменников TF21-22W01 типа 1200 ГЗП*

Теплообменники промконтура расположены в помещениях А-114/1,2 обстройки РО соответственно.

Поверхность теплообмена выполнена из 962 труб 18х1 мм, расположенных по равностороннему треугольнику с шагом 23 мм. Положение труб в корпусе фиксируется дистанционирующими решетками, которые приварены к продольной перегородке в корпусе и связаны с 8-ю маяковыми трубами.

Корпус теплообменника выполнен из обечайки внутренним диаметром 1200 мм. К обечайке корпуса с двух торцов приварены трубные решетки, к которым присоединены камеры охлаждающей воды (входа-выхода и поворотная) с эллиптическими днищами. Для подвода и отвода сред служат патрубки Ду300. Теплоноситель промконтура движется в межтрубном пространстве, техническая вода VF - в трубном.

Камеры охлаждающей воды, межтрубное пространство снабжены дренажами Ду30. Поворотная камера трубного пространства и корпус имеют воздушники Ду15. Теплообменник TF установлен на двух опорах - подвижной и неподвижной.

Из-за высокого содержания в техводе группы "А" VF наблюдаются коррозионные повреждения трубных досок, патрубков и крышек теплообменников TG, изготовленных из стали 08Х18Н10Т. Данная проблема распространяется на все теплообменники РО, охлаждаемые техводой VF. По причине коррозионных повреждений трубок и трубных досок на блоке N4 были заменены аналогичные по конструкции теплообменники охлаждения БВ. В настоящее время внедряется протекторная защита этих теплообменников.

Теплообменник допускает не более 180 включений за срок эксплуатации. Скорость изменения температур охлаждаемой и охлаждающей сред не ограничена.

*Техническая характеристика теплообменников TF21-22W01*

| Параметр | Величина | |
|---|---|---|
| | Трубное пространство 950 (техвода) | Межтрубное пространство 630 (дистиллят) |
| Расход среды т/час, не более | | |
| Давление расчетное кгс/см$^2$ | 10 | 5 |
| Давление рабочее | 5 | 3 |
| Объем, м$^3$ | 2,48 | 5,2 |
| Гидравлическое сопротивление, кгс/см$^2$ | 0,83 | 0,72 |
| Температура расчетная $^0$C, не более | 70 | 100 |
| Номинальная тепловая мощность при t техводы 5/33 $^0$C, МВт | 20,12 / 10,35 | |
| Поверхность теплообмена, м$^2$ | 325 | |
| Количество/диаметр т/о труб | 962 / 16 x 1 | |
| Материал поверхности теплообмена | 08Х18Н10Т | |

## Дыхательный бак промконтура TF10B01

Промконтур - замкнутая герметичная система, в связи с этим встает вопрос компенсации изменения объема воды в системе при неизбежном изменении ее температуры.

Для этих целей на отметке 31.0 в гермооболочке РО установлен дыхательный бак промконтура TF10B01 объемом 1 м$^3$. Он предназначен для компенсации температурных изменений объема воды, заполняющей замкнутый контур системы и создания давления на всасе насосов TF.

Бак имеет форму параллепипеда и изготовлен из стали 08Х18Н10Т. В целях организации контроля за уровнем в баке и автоматической его подпитки в нем установлен уровнемер TF10L01 типа УБЭ-ЭВ и сигнализаторы уровня TF10L02,03.

Подпитка производится из системы дистиллята TN через TN40S03 автоматически при снижении уровня в TF10B01 ниже 140 мм и прекращается при достижении уровня 1150 мм.

*Технические данные дыхательного бака*

| | |
|---|---|
| длина, м | 1,22 |
| ширина, м | 0,895 |
| высота, м | 1,19 |
| объем бака (полезный), м3 | 1,0 |
| материал | нержавеющая сталь 08Х18Н10Т |
| рабочее давление | свободный напив |
| место установки | пом.ГА-506/1 |

# Контроль и управление в системе промконтура

Подсистема автоматического управления промконтура обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы технологической системы во всех предусмотренных проектом режимах. Управление и контроль системы выполнены в соответствии с технологической частью проекта в трех каналах системы безопасности с территориальным, электрическим и информационным разделением каналов. При этом средства автоматизации выполнены в сейсмостойком исполнении.

Параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы являются уровень воды в дыхательном баке, температура воды промконтура и давление на напоре насоса промконтура. В режиме нормальной эксплуатации АЭС (при отсутствии сигнала программы ступенчатого пуска) насос промконтура TF31(32,33)D01 включается оператором БЩУ или автоматически по АВР. Насос автоматически отключается действием ТЗиБ при любом из следующих условий:

- расходе на напоре насоса < 125 м$^3$/ч;
- температура на выходе из любого теплообменника промконтура > 70 $^0$C;
- давление на всасе насоса < 1 кгс/см$^2$.

Промконтур - система, важная для безопасности, поэтому электропитание насосов и арматуры системы TF выполнено в схеме потребителей 2 группы надежного питания. Это означает, что при обесточении любой из трех секций надежного питания после разворота ДГ и его включения на секцию по мере ступенчатого ввода в работу механизмов СБ на V ступени программы СП включается соответствующий насос промконтура. При обесточивании налагается запрет на дистанционное отключение насоса; запрет автоматически снимается при любом из следующих сигналов:

- расходе на напоре насоса < 125 м$^3$/ч;
- температура на выходе из любого теплообменника промконтура > 70 $^0$C;
- давление на всасе насоса < 1 кгс/см$^2$.

Для повышения надежности работы технологической системы предусмотрен АВР насосов промконтура по сигналу снижения расхода работающего насоса ниже 130 м$^3$/час. При этом схема АВР по расходу насоса строится автономно по каждому насосу с индивидуальными датчиками.

Кроме автоматического управления, предусмотрено дистанционное управление насосами и арматурой с панелей БЩУ и РЩУ. При управлении арматурой с БЩУ или управлении насосами и арматурой с БЩУ и РЩУ применяется схема с использованием БПУ, что практически исключает самопроизвольное изменение положения механизма при пожаре на БЩУ или РЩУ.

Ключи управления насосами промконтура размещены на панели HY09 БЩУ. Для контроля за оборудованием в условиях нормальной работы энергоблока на РМОТ выведена необходимая информация по положению арматуры и механизмов, а также в цифровом виде - по основными технологическим параметрам. Кроме того, на РМОТ выведена сигнализация отклонения параметров, аварийного отключения механизмов, а также хода и останова арматуры в промежуточном положении.

К числу мер, направленных на выявление отказов и их своевременное устранение, относятся следующие решения проекта:

- контроль, в составе функции контроля готовности систем безопасности, положения насосов и арматуры, ложных команд управления насосами (“включить”), а также готовности АВР к работе;
- контроль готовности цепей дистанционного управления от поста управления до шкафов связи и в помещениях СБ;
- контроль электропитания, появление “земли” в цепях.

# Эксплуатация системы промконтура

Режим работы системы TF - постоянный, она вводится в работу пред пуском блока при разогреве 1 контура более 70 градусов или перед включением любого ГЦН в работу независимо от температуры 1 контура. Перед выводом реактора на МКУ должны быть работоспособны как минимум два насоса промконтура, два теплообменника промконтура.

В режимах нормальной эксплуатации, при выполнении системой промконтура функции отвода тепла от оборудования, открыта арматура на отводе и подводе охлаждающей воды к теплообменникам промконтура и локализующая арматура на трубопроводах, пересекающих контур герметизации.

При работе системы промконтура включение/отключение потребителей или регулировка расходов через них как правило не производится, так что в работе всегда находится один насос TF31(32,33)D01 с расходом около 610 т/час. При этом один из насосов TF32(31,33)D01 должен находиться в готовности к включению. Система отводит тепло от потребителей и, в свою очередь, охлаждается технической водой группы “А” в теплообменниках TF21,22W01.

При неработоспособности двух насосов или теплообменников проконтура согласно И.Э. требуется останов реактора и его перевод в холодное состояние.

С точки зрения эксплуатации подшипников и электродвигателей насосов промконтура TF31-33D01 температура в помещениях их установки в обстройке РО А-317/1,2,3 не должна превышать 45 $^0$C. Для отвода избыточного тепла, выделяемого насосами при их работе имеется рециркуляционная вентсистема TL09D01-03. Проектом предусмотрено по одной рециркуляционной установке для каждого помещения А-317/1,2,3. Вентсистемы TL09D01-03 должны включаться автоматически при включении соответствующих насосов промконтура, расположенных в помещениях их установки.

Поскольку система TF эксплуатируется для отвода тепла, необходимо определить допустимую температуру теплоносителя системы. Для этого рассмотрим температурный режим ее потребителей.

Достаточно чувствительным к изменению температуры потребителем воды промконтура является ГЦН. Согласно ИЭ расход промконтура на 1 ГЦН должен составлять не менее 45 м$^3$/час. Причем в самом ГЦН, в свою очередь, можно выделить также несколько потребителей промконтура:

теплообменник охлаждения запирающей воды;
корпус уплотнения;
теплообменник автономного контура;

Дополнительно к указанных потребителям промконтура для ГЦН нужно также назвать электромагнит осевой разгрузки. Первначально электромагнит осевой разгрузки ГЦН охлаждался техводой группы “В”, однако в настоящее время он также переведен на охлаждение промконтуром (1,5 м$^3$/час).

Температура автономного контура на входе в ГЦН согласно инструкции по эксплуатации ГЦН не должна превышать 60 $^0$С, при температуре А.К. 110 $^0$С на ГЦН накладывается запрет включения, а при температуре автономного контура 150 $^0$С защита отключает работающий ГЦН.

Температура начала повреждения фторопласт-графита, из которого изготовлен нижний гидростатический подшипник ГЦН, составляет 180-200 $^0$С, при этой температуре начинается распухание и формоизменение фторопласта. Вследствие этого согласно И.Э. ГЦН запрещается его работа более 3-х минут без подачи воды промконтура.

Также важным потребителем воды TF является доохладитель продувки 1 контура TK80W02. Согласно ИЭ расход промконтура на него должен составлять 170 м$^3$/час. С точки зрения дальнейшей очистки на ионообменных фильтрах СВО-2 наиболее оптимальной является температура продувочной воды 1 контура, равная 35-40 $^0$С.

При потере расхода воды промконтура на TK80W02 начнется рост температуры продувочной воды. При повышении температуры продувочной воды на входе в СВО-2 выше 70 $^0$С возникает опасность повреждения смолы, поэтому система СВО-2 байпасируется через TE00S01,04 действием защиты при повышении температуры более 58 градусов.

При дальнейшем повышении температуры продувки выше 72 $^0$С и невключении дополнительного т/о TK12W01 возникает опасность отключения с запретом включения всех подпиточных насосных агрегата TK21-23D01,02. Если температура продувочной воды 1 контура превысит 100 $^0$С, то линия продувки выводится из работы закрытием пневмоарматуры TK80S01-03.

Имеется еще один потребитель - теплообменник оргпротечек TY10W01 - работа которого также актуальна с точки зрения эксплуатации блока. Согласно ИЭ расход промконтура на него должен составлять 140 м$^3$/час. При потере воды TF на ТОП будет происходить рост температуры оргпротечек, а при температуре в баке TY20B01 > 60 $^0$С происходит отключение с запретом включения TY21-23D01.

Теплоноситель промконтура используется в охладителях отбора проб 1 контура, согласно ИЭ суммарный расход промконтура на них должен составлять 70 м$^3$/час. При потере воды TF на охладители пропадет возможность контролировать ВХР теплоносителя 1 контура штатными средствами (при повышении температуры после т/о отбора проб более 70 $^0$С закрываются вентили TV30,40,50S01).

Промконтур также используется для охлаждения водяного объема барботера YP20B01. Расход промконтура на теплообменник барботажного бака составляет 20 м$^3$/час, причем в “Требованиях к общестанционным и вспомогательным системам со стороны реакторной установки. 320.00.00.00.000Д43” отмечено что указанный расход выбран исходя из протечек ИПУ КД 250 кг/час.

Исходя из всего вышесказанного, температура воды TF на выходе из теплообменников TF21-22W01 не должна превышать 40 $^0$С. При повышении температуры на выходе из теплообменников промконтура TF21,22W01 более 70 градусов отключаются с запретом включения TF31(32,33)D01.

Если при эксплуатации системы TF произойдет отказ с полной потерей техводы I или II СБ, то соответствующий т/о TF21(22)W01 должен быть немедленно отключен, во избежание подачи горячей воды на всас насосов промконтура, минуя оставшийся в работе с техводой т/о.

Так как система изготовлена из нержавеющей стали 08Х18Н10Т, а насосы TF31-33D01 снабжены торцевыми уплотнениями, то при нормальной эксплуатации системы утечки воды из нее составляет величину порядка 0,001 м$^3$/час.

В то же время система TF - замкнутая, запас на изменение ее объема составляет всего 1м$^3$. Появление  течи требует более частой подпитки системы.

Основным индикатором заполнения системы является уровень в дыхательном баке TF10B01, однако измерение уровня в нем для показаний на блоках реализовано с использованием малочувствительного буйкового уровнемера типа УБЭ-ЭВ. Поэтому

для ОРО,СОРО,ИЭРО очень важно обращать внимание на появление даже самых малых течей по TF, для операторов БЩУ полезно контролировать уровень в TF10B01 по косвенным признакам - давлению на всасе насосов промконтура и сигнализации СПР TF10L02,03. При несрабатывании автоматики заполнения системы TF может произойти постепенное падение уровня во всасывающем трубопроводе насосов TF и их аварийное отключение.

Отключение системы TF на работающем блоке не только приводит к его останову, но также может вызвать серьезные повреждения основного оборудования.

Однако в этом случае даже если основное оборудование не получило повреждений возникает еще одна проблема - возобновление циркуляции промконтура. После прекращения циркуляции TF потребители разогреются до высокой температуры и последующее возобновление подачи холодной воды может привести к их выходу из строя, поэтому после отключения системы TF на горячем энергоблоке требуются специальные мероприятия по разогреву воды промконтура и смягчению "теплового удара" по потребителям.

Поскольку система промконтура подает среду в гермооболочку, то на трубопроводах TF в районе ввода в ГЗ установлена локализующая группа, которая состоит из 3 быстродействующих пневмоотсечных арматуры, цель которых - отсечение трубопроводов при возникновении аварии с разрывом 1 контура в гермооболочке. Нормальное положение этой арматуры - открытое, ее закрытие происходит по сигналам разрывной защиты 1 контура:

- давление под гермооболочкой > 1,3 кгс/см$^2$;
- запас до вскипания 1 контура менее 10$^0$ С.

Тщательная подготовка к эксплуатации локализующей арматуры после ремонта или перед пуском блока очень важна,так как в случае ее самопроизвольного закрытия произойдет отключение системы TF. Локализующая арматура обычно обладает достаточно высокой надежностью, однако в последнее время отмечаются случаи ее ложного закрытия на АЭС.

Ложное закрытие локализующей арматуры может произойти как в результате отказов в УКТС, так и при возникновении утечек воздуха в пневмоприводе.

При эксплуатации необходимо регулярно производить осмотры доступной локализующей арматуры на предмет отсутствия утечек управляющего воздуха.

Промконтур - замкнутая система. При нарушении герметичности теплообменного оборудования радиоактивного контура промконтур предотвращает попадание р/а веществ в техническую воду. Наиболее вероятным является возникновение течей в энергонапряженных потребителях с высокими параметрами среды - таких, как ГЦН, доохладитель продувки 1 контура.

Признаками этого будет повышение уровня в дыхательном баке промконтура TF10B01 при закрытой подпитке и повышение активности TF по данным АКРБ "Сейвал". Конкретное определение потребителя с внутренней течью затруднено отсутствием индивидуальных отборов из них в систему рад. контроля.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем промконтура TF

### Событие, происшедшее 14 ноября 1987 года на Запорожской АЭС

14 ноября 1987 года на работавшем блоке N2 Запорожской АЭС самопроизвольно закрылся пневмоклапан TF10S02 на напорном трубопроводе промконтура в гермозоне. Персонал БЩУ безуспешно пытался открыть его от группового ключа взвода пневмоарматуры, подал воду от насосов подпитки в АК ГЦН1-4. Через 3 минуты закрылся клапан на линии продувки 1 контура из-за роста t продувки более 100 $^0$С, закрылся клапан на подпитке из-за возрастания уровня в КД. На 8 минуте начата разгрузка РУ, но на 11 минуте началось поочередное отключение ГЦН из-за повышения температуры автономных контуров более 150 $^0$С.

Сработала АЗ реактора, отключен турбогенератор, РУ осталась в горячем состоянии. Причиной ложного закрытия указанного пневмоклапана оказалась утечка воздуха

через его пневмораспределитель, который заменили через 2,5 часа. Запуск циркуляции в промконтуре провели в следующей последовательности:

- закрыли всю арматуру на входе в потребители;
- запустили насос TF на рециркуляцию;
- в течение 2 часов приоткрывали арматуру на входе TF в следующем порядке: т/о охлаждения ББ, отбора проб, доохладитель продувки 1 контура и только затем т/о а.к. ГЦН.

### Событие, происшедшее 10 января 1991 года на Хмельницкой АЭС

10 января 1991 года на работающем энергоблоке N $^0$1 Хмельницкой АЭС произошло отключение работающего насоса промконтура с успешным запуском по АВР резервного насоса и последующей подпиткой системы.

В это же время было отмечено уменьшение расхода воды промконтура на ГЦН-3 с 45 до 5 м$^3$/час и стабилизация расхода на уровне 5 м$^3$/час.В связи с ростом температуры автономного контура ГЦН-3 до 110 $^0$С из-за снижения расхода TF на 5 минуте персонал открыл в него впрыск от насосов подпитки.

На 13 минуте сработала защита ГЦН-3 от повышения температуры автономного контура до 150 $^0$С. После допуска ремонтного персонала в ГЗ и осмотра ГЦН было определено нарушение соединения штока с запорным органом на выходном вентиле по TF с ГЦН-3.

### Событие, происшедшее зимой 1987 года на Балаковской АЭС

Зимой 1987 года 1 энергоблок Балаковской АЭС работал на номинальной мощности, замечания по работающему оборудованию отсутствовали. При очередном контроле состояния оборудования по фрагментам РМОТ ВИУР работающей смены обнаружил следующее:

- практически пуст дыхательный бак промконтура TF10B01;
- низко давление на всасе работающего насоса промконтура.

Была дистанционно открыта арматура TN40S03 и организована подпитка дистиллятом дыхательного бака TF10B01 с включением в работу дополнительного насоса дистиллята. При проверке работоспособности блокировки TNB27(н) автоматического заполнения дыхательного бака была выявлена ее неработоспособность из-за дефекта в УКТС.

По окончании заполнения контроль за уровнем в дыхательном баке TF10B01 был усилен. По результатам контроля стало очевидным, что в системе промконтура появилась течь (стала требоваться более частая подпитка TF10B01). Осмотр оборудования системы промконтура в обстройке РО наличия течей не выявил. Было принято решение о необходимости обхода оборудования системы промконтура в гермозоне. Однако и обход гермозоны не дал никаких результатов.

Через несколько дней при проведении расширенного осмотра помещений обстройки РО было выяснено, что причиной возникновения течи было неправильное состояние арматуры в схеме радиационного контроля теплоносителя промконтура. По проекту блока №1 перед теплообменниками TF21-22W01 была выполнена линия отбора теплоносителя TF на рад. контроль с возвратом прошедшей рад. контроль воды обратно в систему на всас насосов TF31-33D01. Вместо возврата прошедшей контроль воды обратно в систему TF был организован ее сброс через открытый дренаж в трап помещения А-045.

# Система маслоснабжения ГЦН YD

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение маслосистемы ГЦН YD50,60.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов маслосистемы ГЦН:
  - Маслобаков YD50,60B01;
  - Баков аварийного слива масла YD50(60)B02;
  - Маслонасосов YD51-53,61-63D01;
  - Маслофильтров YD 51-53,61-63 N01;
  - Маслоохладителей YD71-72,81-82W01.
- Нарисовать упрощенную принципиальную схему маслосистемы ГЦН.
- Назвать нормы качества масла, используемого в маслосистеме ГЦН.
- Показать по технологической схеме возможные потоки циркуляции масла в маслосистеме ГЦН.
- Назвать противопожарные мероприятия при эксплуатации маслосистемы ГЦН.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы маслосистемы ГЦН.**

# Назначение и проектные основы маслосистемы главных циркуляционных насосов

В реакторном отделении блока ВВЭР-1000 имеется мощное оборудование, работа которого требует организации непрерывной подачи турбинного масла под давлением для целей смазки и охлаждения узлов вращения механизмов. Поэтому в составе соответствующего оборудования должны иметься системы маслоснабжения.

В частности для выполнения задач маслоснабжения главных циркуляционных насосов имеется маслосистема ГЦН. При работе ГЦН-195М на номинальных оборотах в главном упорном подшипнике ГЦН выделяется 140-150 кВт энергии. Это требует подачи больших объемов масла не столько для смазки, сколько для охлаждения этого подшипника .

Оборудование маслосистем ГЦН маркируется латинскими буквами YD50,60. По проекту маслосистема ГЦН (YD) предназначена для смазки и охлаждения:

- опорно-упорных подшипников ГЦН;
- нижних и верхних подшипников электродвигателей ГЦН.

Маслосистема YD является системой нормальной эксплуатации, выполняет обеспечивающие функции для главных циркуляционных насосов и функционально является самостоятельной системой. Согласно инструкции маслосистема ГЦН обеспечивает расход масла на каждый ГЦН в пределах 25,5-28,5 м$^3$/час, в том числе на электродвигатель 5-6 м$^3$/час. Температура подаваемого на ГЦН масла должна лежать в диапазоне 20-41 градусов С.

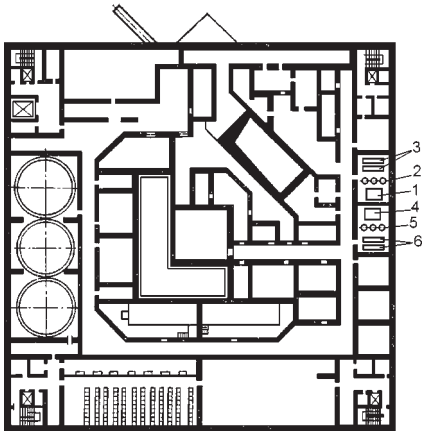
В системе применено турбинное масло Тп-22 (Т-22) по ГОСТ 9972-74 (ГОСТ 33-74). Турбинное масло является продуктом переработки нефти - сложной смеси углеводородов различного строения и происхождения. После отгона из нефти легкокипящих бензиновых, керосиновых и газойлевых фракций образуется остаток - мазут, продуктом вакуумной перегонки которого являются масляные дистилляты. Турбинное масло получается путем специальной очистки указанных дистиллятов с целью удаления тех компонентов, которые ухудшают стабильность масла, повышают коррозионную агрессивность, снижают текучесть. До 1980 года основным турбинным маслом, находящимся в эксплуатации на тепловых и атомных электростанциях, было масло Тп-22. В настоящее время на ТЭС и АЭС поставляется дистиллятное масло Тп-22С селективной очистки с последующей гидроочисткой. На энергоблоках Балаковской АЭС применяется нефтяное турбинное масло марки Тп-22С. Тп-22С - турбинное масло, вырабатываемое на Ферганском НПЗ по улучшенной технологии из западносибирских нефтей; содержит композицию присадок (0,8% ионола; 0,02% ингибитора коррозии В-15/41; 0,02% деэмульгатора ДПК-157); содержание серы до 0,5%. Цифра “22” означает кинематическую вязкость, сСт, при температуре 50 $^0$С.

Ввиду применения горючих масел, и, следовательно, повышенной пожароопасности помещения маслосистемы ГЦН А-315/1,2 относятся к категории В-II по ППБ и защищаются автоматически срабатывающими установками пожаротушения, а также комплектуются первичными средствами пожаротушения.

В качестве извещателей в маслоопасных помещениях используются тепловые извещатели типа ДПС-038 в комплекте с ПИО-017. Включение установки пожаротушения распыленной водой происходит автоматически от импульса пожарного извещателя. Электроприводная арматура подачи воды на тушение в помещения маслосистем А-315/1,2 находится в чистой зоне обстройки РО в помещении А-105/2.

*Расположение оборудования маслосистемы ГЦН в обстройке РО*
*1 - маслобак YD50B01*
*2 - маслонасосы YD51-53D01 и маслофильтры YD51-53N01*
*3 - маслоохладители YD71, 72W01*
*4 - маслобак YD60B01*
*5 - маслонасосы YD61-63D01 и маслофильтры YD61-63N01*
*6 - маслоохладители YD81, 82W01*

план здания РО на отм. 6.0




# Краткое техническое описание маслосистемы ГЦН

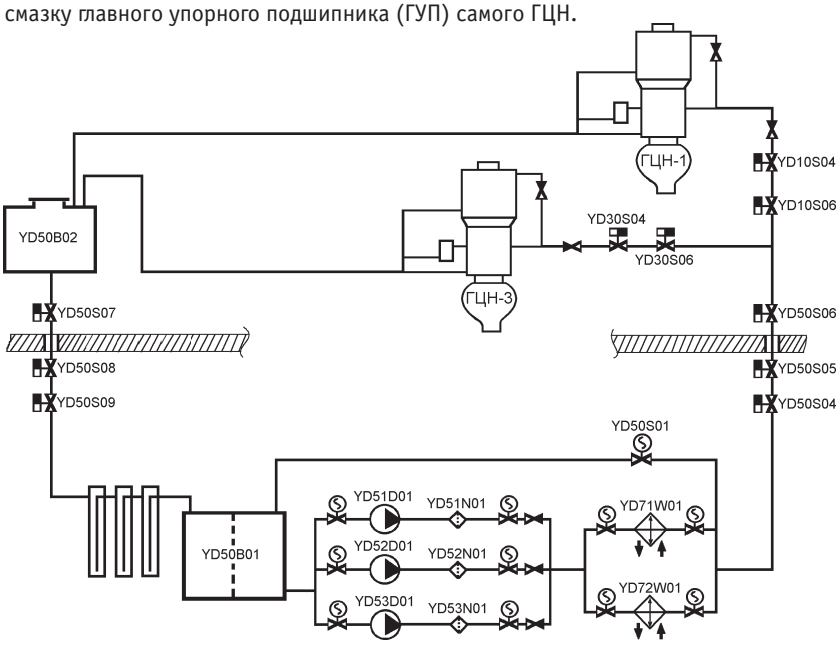
Маслосистема ГЦН состоит из двух функциональных групп YD50 и YD60, каждая из которых обеспечивает маслом два ГЦН. Одна функциональная группа YD50 (расположена в помещении А-315/1) обеспечивает маслом два ГЦН YD10,30D01, другая функциональная группа YD60 (расположена в помещении А-315/2) обеспечивает маслом два других ГЦН YD20,40D01. Каждая из функциональных групп включает в себя следующие основные элементы:

- маслобак ГЦН YD50(60)B01;

- бак аварийного слива масла YD50(60)B02;
- маслонасосы YD51,52,53 D01, (YD61,62,63 D01);
- маслофильтры YD51,52,53 N01, (YD61,62,63 N01);
- маслоохладители YD71,72 W01, (YD81,82 W01);
- арматуру и трубопроводы.

Функциональные группы YD50,60 работают независимо друг от друга. Упрщенная схема технологической группы YD50 представлены на рисунке. Обе группы аналогичны по компоновке, направлениям движения потоков, составу и типам оборудования. В связи с этим в этом разделе настоящего пособия информация приводится для группы YD50.

Основным потоком для группы YD50 является следующий: из бака YD50B01 маслонасосом YD51(52,53)Д01 через фильтр YD51(52,53)N01 и один маслоохладитель YD71W01 (YD72W01) масло подается на ГЦН YD10,30D01 через отсечную арматуру YD10,30S04,06 и обратные клапаны YD10,30S05. Далее индивидуальный трубопровод, подающий масло на каждый ГЦН, раздваивается: одна линия идет на подачу масла на смазку подшипников электродвигателя ГЦН, вторая линия подает масло на смазку главного упорного подшипника (ГУП) самого ГЦН.




*Упрощенная схема маслосистемы ГЦН (на примере YD50)*

В электродвигателе ГЦН масло поступает в верхний маслобак двигателя, где раздается на верхний, нижний подшипники и подпятник, затем через коллектор слива поступает в сливной маслопровод. Распределение давлений и расходов масла между верхней и нижней крестовиной электродвигателя (где и расположены подшипники) производится путем подбора диаметра отверстия в соответствующей дроссельной шайбе. Шайба на трубе перелива позволяет стабилизировать расход масла через двигатель при изменении температуры и давления масла в напорной магистрали насосного агрегата. Дроссельные шайбы установлены в разъемах фланцев патрубков. Для облегчения подбора дроссельной шайбы в напорной ветви на трубопроводе до шайбы и в маслобаке электродвигателя имеются штуцера для присоединения манометров.

Подаваемое в ГУП масло, проходя через зазор опорных подшипников, стекает в сливной поддон, а с упорного подшипника - в сливной бачок, откуда через дроссельное отверстие по переливной трубе dy80 поступает в сливной трубопровод dy150. При этом давление масла дросселируется до атмосферного.

Отработанное на ГЦН масло самотеком сливается в бак аварийных протечек YD50B02, откуда по сливному трубопроводу через гидрозатворы YD50 - обратно в бак YD50B01.

При обесточивании маслонасосов во время выбега остановленного ГЦН (до 5 минут) масло из сливного бачка ГУП обратным ходом поступает на смазку опорно-упорного подшипника и через зазоры опорного подшипника - в сливной поддон. В режиме прекращения подачи питания МНС ГЦН через 8 секунд после отключения маслонасоса давление в ГУП при номинальных зазорах в подшипниках должно оставлять не менее 0,6 кгс/см$^2$.

После остановки масляного насоса конструкции маслобака электродвигателя обеспечивается некоторое время полный расход масла через подшипники двигателя, а затем, на время последующего выбега (ориентировочно в течение 5 мин.) обеспечи

вается уменьшенный расход масла, соответствующий протечке масла через радиальные уплотнения масляных ванн крестовин. При полном расходе масло подается к подшипникам двигателя через верхние торцы отводящих труб масляного бака, а при уменьшенном - через отверстия этих же труб, расположенные на уровне дна масляного бака.

Таким образом осуществляется циркуляция масла в штатном режиме. Вспомогательные потоки для группы YD50 следующие:

- Для режима обслуживания только одного из двух ГЦН. Подача масла осуществляется на работающий YD10(30)D01 с параллельным сбросом части масла через "большую" рециркуляцию YD50S01 непосредственно в бак YD50B01. При этом подача масла на второй ГЦН YD30(10)Д01 закрыта отсечными вентилями YD30(10)S04,06.
- Для режима опробования маслонасоса перед вводом системы в эксплуатацию или разогрева масла перед подачей на ГЦН. Маслонасос YD 51(52,53) D01 работает через общую "большую" рециркуляцию YD50S01 и собственную "малую" YD51(52,53)S05 на бак YD50B01. При этом подача масла на ГЦН закрыта арматурой YD10,30S04,06.

Для возможности дренирования и воздухоудаления группы YD50,60 снабжены соответствующей арматурой с отводом протечек масла в стационарные поддоны.

# Описание оборудования маслосистемы ГЦН

## Маслобак YD 50,60 B01

Маслобаки YD50,60B01 смонтированы в помещениях А-315/1,2 соответственно и представляют собой емкости для хранения оперативного запаса масла. Внутри маслобак имеет съемные сетчатые успокоители масла, которые являются фильтрами грубой очистки масла и разделяют маслобак на "грязный" и "чистый" отсеки. Размер ячейки сетки - 0,7 мм. При разности уровней между "грязным" и "чистым" отсеками более 200 мм необходимо производить чистку сеток. На маслобаке имеются:

- визуальные указатели уровня в отсеках;
- указатель минимального уровня масла.

Нанесены линии:

- рабочий уровень масла;
- минимальный уровень масла.

Объем бака выбран из соображений обеспечения запаса масла на заполнение и нормальное функционирование системы. Большая поверхность масла в баке обеспечивает удаление пузырьков газа (воздуха) при движении масла в баке из "грязного" в "чистый" отсек и далее во всасывающий коллектор маслонасосов.

Уклон днища обеспечивает осаждение шлама непосредственно в баке. Бак работает под атмосферным давлением, для чего выполнен сапун в верхней части бака, сообщенный с помещением. Над каждым из отсеков имеется люк для технического обслуживания. Бак снабжен переливной трубой в систему маслоснабжения реакторного отделения ТА и запорным вентилем аварийного слива масла с электроприводом.

*Техническая характеристика маслобака YD50,60B01*

| | |
|---|---|
| *геометрический объем бака, м$^3$* | *10* |
| *рабочий объем бака, м$^3$* | *8,6* |
| *минимальный уровень масла, м* | *0,4* |
| *макс. допустимый перепад уровней на сетках, м* | *0,2* |
| *рабочая температура, градусов С* | *55* |

## Бак аварийного слива масла YD50,60B02

Бак аварийного слива масла YD50(60)B02 имеет объем 10 м$^3$; высоту 1987 мм с уклоном в сторону слива +83 мм; длину 2300 мм; ширину 2200 мм.

Баки YD50,60B02 смонтированы в помещении ГА311 и являются промежуточными противопожарными емкостями, служащими для приема масла, в случае ложного срабатывания клапанов локализации оболочки на трубопроводах слива масла на ГЦН

YD 50,60 S07,08 при открытых клапанах на трубопроводах подачи масла на ГЦН YD 50,60 S05,06.

Каждый маслобак имеет сапун в помещении и люк для технического обслуживания. Для сбора возможных протечек снабжен стационарным поддоном с боковым штуцером для опорожнения последнего.

## Маслонасосы YD51-53,61-63D01

Маслонасосы предназначены для создания циркуляции масла в маслосистеме. В системе применены насосы типа А1 3В-125/16-3-90/4Б. Маслонасосы изготовлены ПО "Ливгидромаш"(г. Ливны Орловской обл.). Согласно паспорта завода-изготовителя насосы предназначены для перекачивания минеральных масел с кинематической вязкостью от 0,21 $10^{-4}$ до 1,90 $10^{-4}$ $м^2/с$ при температуре до 55 градусов С.

Маслонасос представляет собой электронасосный агрегат, состоящий из трехвинтового насоса и электродвигателя, соединенных между собой фонарем и муфтой. Собственно насос состоит из рабочего механизма, корпуса с крышками, торцевого уплотнения, предохранительного и шарикового масла.

Маслонасос ГЦН относится к классу насосов объемного действия. Его рабочий механизм состоит из трех винтов, одного ведущего и двух ведомых, симметрично расположенных относительно ведущего винта. Перекачивание масла осуществляется за счет вращения винтов.

Профиль нарезки винтов специальный, обеспечивающий их взаимное сопряжение, нарезка винтов - двухзаходная. Винты заключены в обойму, которая представляет собой блок с тремя смежными цилиндрическими расточками. Обойма размещена в литом корпусе насоса.

При вращении винтов во всасывающей камере насоса создается разряжение, в результате чего перекачиваемое масло поступает во впадины нарезки винтов, взаимно замыкающихся при вращении. Замкнутый в объеме нарезки винтов объем масла перемещается в обойме прямолинейно без перемешивания и вытесняется в нагнетательную камеру.

Конструкция гидравлической части насоса предусматривает разгрузку от осевых усилий путем подвода рабочего давления через сверления в винтах под разгрузочные поршни, выполненные заодно целое с винтами. Остаточные осевые усилия на ведущем винте воспринимаются подшипником, а на ведомых - втулками.

На выходе ведущего винта в полости крышки сальника установлено торцовое уплотнение.

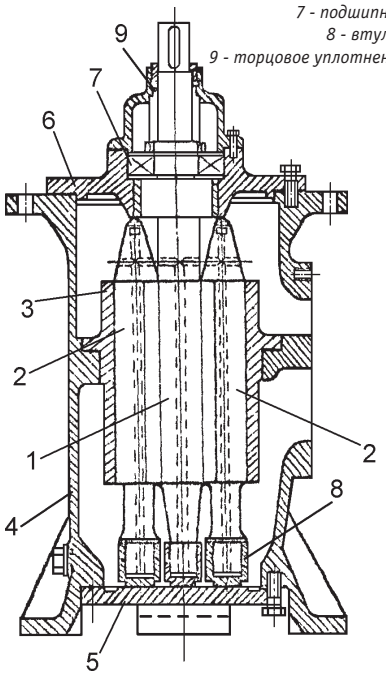
Торцовое уплотнение состоит из бронзового подпятника, резинового кольца, стальной пяты, имеющей ус, который заходит в паз упорной втулки, резинового уплотняющего кольца и пружины сальника.

Упорная втулка зафиксирована на ведущем валу винтом, который дает возможность ей перемещаться только в осевом направлении. Для организованного отвода возможных протечек через торцовое уплотнение имеется штуцер.

К корпусу насоса присоединен предохранительный перепускной клапан. Клапан перепускает масло из напора насоса на всас в случае перекрытия напорного трубопровода насоса. Настраивается на давление срабатывания 6,9 $кгс/см^2$ при температуре масла 33 градуса С.

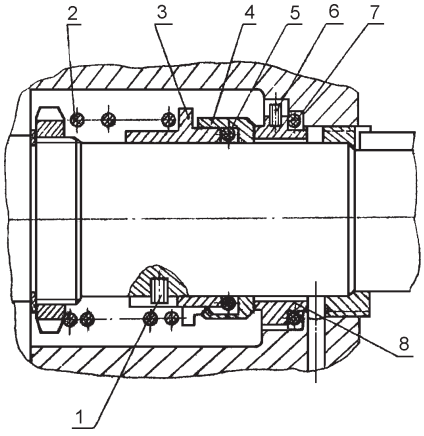
*Конструкция маслонасоса ГЦН*

*1 - ведущий винт*
*2 - ведомый винт*
*3 - обойма*
*4 - корпус насоса*
*5 - задняя крышка*
*6 - передняя крышка*
*7 - подшипник*
*8 - втулка*
*9 - торцовое уплотнение*




*Конструкция торцового уплотнения*

*1 - фиксирующий винт*
*2 - пружина*
*3 - упорная втулка*
*4 - стальная пята*
*5 - резиновое уплотняющее кольцо*
*6 - фиксирующий винт*
*7 - резиновое кольцо*
*8 - бронзовый подпятник*




*Техническая характеристика маслонасосов YD51-53,61-63D01*

| | |
|---|---|
| *тип* | *3В-125/16-3-90/4Б* |
| *производительность, $м^3$/час* | *90* |
| *t перекачиваемого масла, град. С* | *55* |
| *утечка через уплотнение, л/час* | *0,00025* |
| *давление на выходе, $кгс/см^2$* | *4,5* |
| *потребляемая мощность, кВт* | *17* |
| *КПД насоса, %* | *71* |
| *частота вращения, об.мин* | *1450* |
| *мощность эл/двигателя, кВт* | *22* |
| *напряжение питания эл/двигателя* | *380 В/50 Гц* |
| *масса сухого агрегата, кг* | *560* |

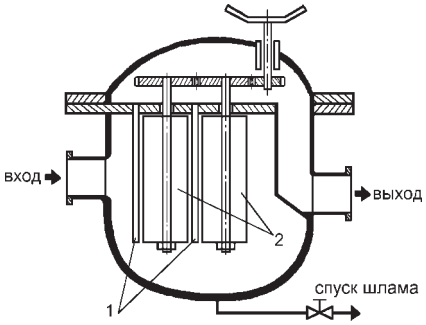
## Маслофильтры YD51-53,61-63N01

В системе применены фильтры типа 1ФЩ 125/6. Маслофильтр предназначен для тонкой очистки масла в системе от механических примесей.

*Упрощенное устройство маслофильтра*

*1 - стойка со скребками*

*2 - фильтрующие патроны*




Маслофильтр представляет собой сосуд, внутри которого установлены три щелевых патрона. Согласно заводской документации фильтр состоит из корпуса, крышки, трех фильтрующих щелевых патронов, вентилей для удаления шлама и воздушников.

Щелевые патроны собраны из стальных пластин и прокладок между ними на стальном валике. С наружной стороны установлены скребки, входящие в зазор между пластинками. На валу рукоятки устанавливается срезающийся штифт, ограничивающий крутящий момент и предохраняющий фильтр от поломки при заклинивании патрона.

При работе фильтра масло через входной патрубок поступает в корпус фильтра, где, проходя через зазоры фильтрующих патронов, очищается от механических примесей и попадает во внутреннюю часть фильтрующих патронов, а оттуда через выходной патрубок в трубопровод. При загрязнении фильтрующих патронов (определяется по перепаду давления) производится их чистка. Вращение рукоятки через зубчатый привод передается на патроны, которые, проворачиваясь на валиках, очищаются неподвижно закрепленными скребками от загрязнений, и работоспособность фильтра восстанавливается. Шлам, находящийся на дне фильтра, удаляется через дренажный вентиль.

*Техническая характеристика маслофильтра*

| | |
|---|---|
| *тип* | *1ФЩ 125/6* |
| *рабочее давления среды, кгс/см$^2$* | *6* |
| *пропускная способность, не более, т/час* | *100* |
| *максимальная рабочая температура, град. С.* | *70* |
| *номинальная тонкость очистки по мех.частицам, мм* | *0,5* |
| *условный проход, мм* | *125* |
| *непрерывная работа фильтра, час* | *2000* |
| *перепад давления на фильтре, не более, кгс/см$^2$* | *0,5* |

## Маслоохладители YD71,72(81,82)W01

В системе применен охладитель типа ОКП 58-6002Г50МБ (или типа МО 63-1). Маслоохладитель предназначен для поддержания температуры масла в маслосистеме ГЦН в рабочем интервале температур равном 20 - 41 градусов С.

Маслоохладитель - поверхностный теплообменник кожухо-трубного типа с выемным трубным пучком, двухходовой по стороне охлаждающей воды и одноходовой по маслу. Вода движется в трубах, а масло - в межтрубном пространстве.

*Техническая характеристика маслоохладителя*

| | |
|---|---|
| *производительность по маслу, т/час* | *50* |
| *давление масла, кгс/см$^2$* | *6* |
| *гидравл. сопротивление по стороне масла, кгс/см$^2$* | *1,2* |
| *максимальный расход техводы, т/час* | *100* |

## Арматура и трубопроводы

Каждая функциональная группа представляет собой замкнутый контур циркуляции масла с линией рециркуляции. Линия “большой” рециркуляции с арматурой YD50,60S01 имеет пропускную способность, равную расходу масла на один ГЦН и открывается по блокировке в том случае, если один из двух ГЦН отключен по маслу. При этом перед другим ГЦН давление масла остается неизменным. Расход через линии рециркуляции регулируются путем подбора соответствующей дросселирующей шайбы при наладке маслосистемы.

На сливных трубопроводах масла из баков аварийных протечек масла YD50,60B02 в маслобаки YD50,60B01 смонтированы гидрозатворы YD50,60Z10. Установка гидрозатворов на сливе масла из гермозоны защищает помещения маслосистем YD50,60 от возможного избыточного давления в гермозоне до P=1,7 кгс/см2 (абс.) и, вследствие этого, проникновения радиоактивного воздуха в эти помещения, а также предотвращает подсос воздуха из этих помещений в гермообъем. Гидрозатворы установлены на отметке 6,60 обстройки реакторного отделения на сливном трубопроводе маслосистемы. Гидрозатвор - типа “труба в трубе”, состоит из трех последовательно подключенных частей, имеющих общую высоту столба запирающей жидкости 7040 мм. Гидрозатворы снабжены переливными трубами в систему маслоснабжения реакторного отделения ТА и запорными вентилями аварийного слива масла с электроприводом.

В настоящее время на трубопроводах подачи масла на электродвигатели ГЦН установлены обратные клапаны Dy50, предотвращающие вакуумирование маслобака электродвигателя при прекращении подачи масла на ГЦН. Дело в том, что при эксп

луатации электродвигателей ГЦН было выявлено, что при отключении маслонаса и прекращении подачи масла происходит вакуумирование маслобака эл/двигателя из-за обратного слива его напорного маслопровода. Вследствие этого нарушалась смазка подшипников электродвигателя. Это вызвало повреждение нижнего подшипника электродвигателя при проведении пуско-наладочных испытаний на Южно-Украинской АЭС. Поэтому в 1986-87 годах на трубопроводах подачи масла на электродвигатели ГЦН были установлены обратные клапаны. После установки обратных клапанов завод-изготовитель электродвигателей (ПО "Уралэлектротяжмаш") потребовал организации запрета включения ГЦН при давлении в маслованне двигателя менее 0,2 кгс/см$^2$ (изб.) для защиты двигателя от пуска без расхода масла в случае заклинивания обратного клапана в закрытом положении.

Представляют определенный интерес пневмоприводные вентили YD10(20,30,40)S04,06, расположенные на индивидуальных линиях подачи масла на каждый ГЦН. Указанные вентили в отличие от всей остальной пневмоприводной арматуры открываются пружиной, а закрываются сжатым воздухом.

## Связи маслосистемы ГЦН

Системы YD50,60 физически связаны с:

- ГЦН YD10-40D01;
- с системой технической воды VB неответственных потребителей группы "В" через арматуру VB31,32S01,03,04,06 на маслоохладителях. Система VB обеспечивает охлаждение подаваемого на ГЦН масла;
- с системой управляющего сжатого воздуха высокого давления UT на пневмоприводах. Система UT питает пневмоприводы арматуры YD50,60 S04-09, YD10-40 S04,06;
- системой маслоснабжения реакторного отделения TA через поддоны оборудования и арматуру аварийного опорожнения маслобаков и гидрозатворов TA20S04,05 и YD50,60 S02,10,11.Система TA служит для подачи масла на системы YD50,60 и их опорожнения для ремонтов и при аварийных ситуациях.

## Контроль и управление системой

Приводная арматура, маслонасосы дистанционно управляются оператором с блочного щита посредством ключей управления, (в дальнейшем КУ), снабженных лампами сигнализации положения и состояния каждого механизма. Аналогичная информация представлена на фрагментах УВС и может отображаться в печатном виде на бланках с указанием времени любого воздействия на механизм, причины воздействия и результата.

Для привлечения внимания оператора к отклонениям в работе систем на панели НУ-13 выполнены свето-звуковые табло "АВР сработал", "L в маслобаке", "Р перед маслоохладителями" отдельно для каждой системы YD50,60. Кроме того, при аварийном отключении работающего насоса на панели НУ-10 появляется свето-звуковой сигнал "Аварийное отключение электродвигателей и регуляторов". Все КУ смонтированы на мнемосхеме, расположенной на панели НУ-13, кроме КУ YD50,60S01; YD10-40S04,06, которые для удобства управления собраны на пульте оператора. Отображение информации осуществляется на фрагментах УВС YD10-40,50,60M; YD00M.

Дистанционное измерение давления и перепада давления реализовано применением датчиков типа "Сапфир", использующих принцип пьезоэлектрического преобразования сигнала.

Для автоматизации, повышения надежности работы, защиты оборудования от повреждений проектом предусмотрены следующие защиты и блокировки:

1. Блокировки YDF11, YDF21, YDF31, YDF41 - отключение с запретом на включение ГЦН соответственно YD10D01, YD20D01, YD30D01, YD40D01:

- при снижении давления масла в камере ГУП менее 0,6 кгс/см2 в течение 15 сек. или при повышении давления масла в камере ГУП до 1,25 кгс/см2 в течение 30 сек. По этим сигналам также закрывается арматура YD 10,20,30,40 S04,06 на трубопроводах подвода масла к соответствующему ГЦН;
- или при повышении температуры масла на входе в ГЦН - 1,2 до 41 С, ГЦН - 3,4 до 44°С.

2. Блокировка YDF12, YDF22, YDF32, YDF42 - запрет на включение ГЦН при:

- снижении уровня масла в маслобаке YD 50,60 B01 менее 40 см,
- или давление масла в верхней маслованне эл/двигателя менее 0,2. кгс/см$^2$.

3. Блокировка YDF50 - открытие задвижки YD50S01 на линии "большой" рециркуляции маслонасосов функциональной группы YD50 - при закрытии любой арматуры YD10 S04,06 или YD30 S04,06.

4. Блокировка YDF60 - открытие задвижки YD60S01 на линии "большой" рециркуляции маслонасосов функциональной группы YD60 - при закрытии любой арматуры YD20 S04,06 или YD40 S04,06.

5. Блокировки YDF51, YDF52, YDF53 - АВР маслонасосов YD51,52,53D01:

- при снижении давления масла на напоре работающего маслонасоса до 3,2 кгс/см2 в течение 5 сек.,
- или отключении работающего насоса.

6. Блокировки YDF54,55,56 - отключение работающих маслонасосов YD51,52,53 D01 при повышении давления масла на напоре более 4,7 кгс/см2 с задержкой времени 5 сек.

7. Блокировки YDF61,62,63,64,65,66 - аналогичны изложенным в п.п. 5, 6 настоящего перечня и действуют для маслонасосов YD61,62,63D01 функциональной группы YD60.

Жесткие требования по поддержанию давления и температуры масла, подаваемого на ГЦН продиктованы условиями создания и поддержания масляных клиньев в подшипниках. Временные выдержки для срабатывания защит связаны с требованием сохранения в работе ГЦН в таких переходных режимах, как, например, АВР маслонасосов. Большие рециркуляции YD50(60)S01 автоматически открываются при закрытии любой из индивидуальных отсечных групп арматуры на ГЦН соответствующей системы для сохранения гидравлических характеристик системы за маслоохладителями и, следовательно, давления масла на оставшийся в работе ГЦН.

# Эксплуатация системы

Контроль за работой маслосистемы ГЦН осуществляется оператором БЩУ по данным управляющей вычислительной системы (УВС) на РМОТе и результатам химического анализа масла, и оператором реакторного отделения путем визуального периодического осмотра по месту. Нормальная эксплуатация при работе на мощности предусматривает следующие основные переключения:

- Подача масла на неработающий (или отключенный защитой) ранее ГЦН при работе блока на мощности.
- Переход по маслоохладителям (при заиливании работающего маслоохладителя и необходимости его чистки).

Оперативный персонал РЦ, обеспечивающий эксплуатацию маслосистем ГЦН, обязан:

- постоянно контролировать параметры работающей маслосистемы ГЦН;
- при выявлении отклонений параметров от допустимых пределов или появлении предупредительных, аварийных сигналов своевременно принимать меры по восстановлению номинальных параметров в соответствии с ИЭ;
- оценивать результаты химанализов и своевременно принимать корректирующие меры;
- отключать функциональную группу маслосистемы ГЦН при появлении неустранимых течей масла, при пожаре в помещениях маслосистемы ГЦН;
- периодически контролировать положение арматуры и состояние системы;
- один раз в сутки отбирать пробу масла для визуального контроля, т.е. проверки масла по внешнему виду на содержание воды, шлама, механических примесей;
- своевременно, не допуская увеличения перепада давления до максимального значения, производить чистку патронов маслофильтров YD51,52,53(61,62,63)N01 в соответствии с инструкцией;
- отбирать пробы масла на сокращенный анализ не реже одного раза в два месяца при кислотном числе не выше 0,2 мг КОН; не реже одного раза в две недели при кислотном числе более 0,2 мг КОН; при помутнении масла, обнаружении во время визуального контроля в масле шлама или механических примесей. В объем сокращенного анализа входит определение:

- кислотного числа;
- реакции водной вытяжки;
- наличие механических примесей, шлама, воды;
- периодически опробовать в работе резервное оборудование маслосистемы.

Трапы в пом. А315/1,2 должны находиться в закрытом (отключенном) состоянии. Разрешается открытие указанных трапов только в следующих случаях:

- для удаления скопившейся влаги в трапе из-за протечек технической или пожарной воды при условии отсутствия в ней нефтепродуктов по распоряжению НС РЦ;
- для удаления разливающегося по помещению масла в случае пожара в пом. А315/1,2 по распоряжению руководителя тушения пожара. При этом немедленно прекратить откачку трапных вод на спецкорпус, уменьшить поступления в бак TZ00B01 до минимума. Произвести ликвидацию маслопродуктов в трапной воде по специальной программе;
- не оговоренных в предыдущих пунктах по распоряжению НРЦ (ЗНРЦ);
- ремонт трапов и т.п.

Перед включением оборудования маслосистемы в работу после ремонта или длительного (более трех суток) останова должна быть проверена исправность технологических защит и блокировок, предохранительных и автоматических устройств, арматуры, а также КИП. Качество масла в маслосистеме ГЦН во всех режимах эксплуатации должно удовлетворять следующим требованиям:

- кислотное число не более 0,5 мг КОН;
- реакция водной вытяжки - нейтральная;
- растворимый шлам - отсутствие (определяется при кислотным числе масла более 0,2 мг КОН);
- вода, шлам, механические примеси - отсутствие (определяется визуально).

Клапаны перепуска масла маслонасосов должны быть настроены на давление срабатывания 6,9 кгс/см2.

Запрещается отключать резервный маслоохладитель с обеих сторон по маслу или технической воде во избежание термической опрессовки. Перепад давления на маслофильтре не должен превышать 0,5 кгс/см2. Перепад уровня на фильтрующей сетке маслобака не должен превышать 200 мм.

Резервные насосы должны периодически опробоваться в работе в соответствии с графиком. Перед сборкой электросхемы ГЦН маслосистема должна быть введена в работу по проектной схеме и температура масла должна находиться в пределах 20-41 градусов С. Уровень в маслобаке YD50,60B01 должен быть не менее 40 см.

Запрещается снижение температуры масла ниже 20 С и повышение выше 41 С при работающих ГЦН. При прекращении подачи масла на два ГЦН, которые обслуживаются одной функциональной группой, данная группа может быть выведена из работы.

Запрещается прием масла в маслосистему и работа маслосистемы при отсутствии готовности системы автоматического пожаротушения. Запрещается работа более одного маслонасоса в каждой функциональной группе YD50,60.

Перед включением ГЦН (YD10-40D01) необходимо проконтролировать давление масла в маслобаке элктродвигателя (Рэд > 0,2 кгс/см2), во избежание обезмасливания подшипников электродвигателя при “залипании” обратного клапана, установленного на линии подачи масла на электродвигатель ГЦН. Допустимый перерыв в подаче масла на ГЦН - не более 10 сек.

## Нарушения нормальной эксплуатации маслосистемы

К аномальным режимам работы системы YD50,60 можно отнести следующие режимы:

- Нарушения в работе элементов и(или) системы в целом, препятствующие дальнейшей ее работоспособности и требующие вывода ее в ремонт аварийно.
- Нарушения в работе элементов системы, препятствующие дальнейшей ее работоспособности и требующие вмешательства операторов или автоматики для восстановления работоспособности.

- Срабатывание защит, выход из строя смежных систем, препятствующих работе ГЦН при сохранении работоспособности системы YD50(60).

Ввиду многообразия элементов, а, следовательно, и возможных нарушений, отказов в работе системы в настоящем описании приводятся только типовые исходные события для каждого из указанных выше режимов с алгоритмом последующих действий.

Так, для исходных событий типа 1 характерны отказы, повреждения оборудования, как правило, не имеющего резерва, например, ложное закрытие и невозможность открытия любой из локализующих арматур.

Из-за перекрытия потока масла прекращается его циркуляция. При этом происходит отключение системы вследствие превышения давления на напоре маслонасоса (при закрытии напорной) или "срыва" маслонасоса (при закрытии сливной из гермозоны локализующей арматуры) из-за опорожнения основного маслобака.

Даже при наличии резерва по насосам в связи с тем, что три насоса в каждой системе имеют запитку только от секций CP и CQ (смотри таблицу запитки ниже) при нахождении в ремонте YD52(61)D01 и обесточивании одной из секций резервный насос не включится и система YD50(60) придет в неработоспособное состояние.

В обоих приведенных случаях восстановление работоспособности системы возможно только после проведения работ по устранению дефекта, отказа.

Для нарушений 2-го типа характерны отказы, как правило, резервируемого оборудования, либо значительное отклонение регулируемых параметров. При этом отсутствие действий оператора либо автоматики приводит к отключению системы. Последующее включение системы в работу производится оператором после устранения причины отключения без вывода системы в ремонт. Например, переход с неисправного на исправный резервный маслоохладитель или насос.

В качестве примера режима 3-го типа можно привести потерю промежуточного контура TF с отключением ГЦН. При этом действия оператора в части систем YD50,60 заключаются в поддержании температуры подаваемого на ГЦН масла в заданных пределах.

Категории и источники электроснабжения:

- YD51D01 несистемная секция 0,4 кВ CP-I;
- YD52D01 несистемная секция 0,4 кВ CQ-I;
- YD53D01 несистемная секция 0,4 кВ CP-II;
- YD61D01 несистемная секция 0,4 кВ CQ-I;
- YD62D02 несистемная секция 0,4 кВ CP-I;
- YD63D01 несистемная секция 0,4 кВ CP-II.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации маслосистем ГЦН

### Событие, происшедшее 14 августа 1998 года на Балаковской АЭС

14 августа 1998 года энергоблок № 2 Балаковской АЭС работал на электрической мощности 550 мВт. В 10:40:55 пошла на закрытие пневмоарматура 2YD10S04 на трубопроводе подачи масла на 2ГЦН-1. На БЩУ-2 выпало табло "Защита 2YD10D01". По факту закрытия пневмоарматуры 2YD10S04 действием блокировки открылась арматура 2YD50S01 на линии "большой" рециркуляции маслосистемы 2YD50.

В 10:41:00 действием защиты по снижению давления масла в ГУП отключился 2ГЦН-1. Началась разгрузка энергоблока. В 10:45:00 в соответствии с таблицей допустимых режимов "Рабочего технологического регламента" мощность РУ снижена до Nэл=480 мВт.

В 12:50:00 для включения 2ГЦН-1 начата разгрузка энергоблока до 30%Nном. В 13:04:00 после стабилизации блока на мощности 30%Nном и открытия пневмоарматуры 2YD10S04 включен 2ГЦН-1 и начат набор нагрузки.

Последующее расследование показало, что непосредственной причиной отказа пневмоарматуры 2YD10S04 явился износ (разрушение) уплотнительного якоря соленои

да фирмы "Herion" (управляющего клапана подачи сжатого воздуха в пневмоцилиндр), что и явилось причиной подачи сжатого воздуха в пневмоцилиндр и закрытия пневмоарматуры 2YD10S04. Конструкция запорного элемента имеет существенный недостаток: крепление запорного элемента якоря соленоида осуществляется с помощью штифта. Это снижает его прочность и приводит к разрушению при работе.

### Событие, происшедшее 10 октября 1997 года на Калининской АЭС

10 октября 1997 года энергоблок № 2 Калининской АЭС находился в режиме нормальной эксплуатации на пониженном уровне мощности 840 мВт (эл.) по условиям безопасной работы ОР СУЗ. В 22:20:23 на оперативном контуре БЩУ-2 выпало табло о закрытии пневмоарматуры 2ТА12S10 (аналог нашей 2YD20S04,06) на трубопроводе подачи масла на 2ГЦН-2. По факту закрытия пневмоарматуры 2ТА12S10 действием блокировки открылась арматура 2ТА19S01 (аналог нашей 2YD50S01) на линии "большой" рециркуляции четной маслосистемы.

В 22:20:33 действием защиты по снижению давления масла в ГУП отключился 2ГЦН-2. Работой регулятора ограничения мощности (РОМ) и ключом АЗ-III мощность реактора снижена до 63%Nном по АКНП, параметры 1 и 2 контуров застабилизированы.

После проведения ремонтных работ на пневмоприводе 2ТА12S10 и проведении регламентных работ с РУ, связанных с подключением одной петли к трем работающим, включен в работу 2ГЦН-2.

Последующее расследование показало, что ложное закрытие пневмоарматуры 2ТА12S10 типа "нормально открытая" (пружина открывает, воздух закрывает) произошло вследствие разрушения уплотняющей прокладки в якоре впускного электромагнитного клапана фирмы "Herion Werke KG".

### Событие, происшедшее 26 апреля 1996 года на Балаковской АЭС

26 апреля 1996 года энергоблок № 3 Балаковской АЭС находился в режиме нормальной эксплуатации на мощности 915 мВт (эл.). По работающему оборудованию замечания отсутствовали. В 09:34:34 самопроизвольно пошли на закрытие пневмоотсечные арматуры маслосистемы ГЦН 3YD60S06,07. Действием защиты по снижению давления масла в ГУП отключились 3ГЦН-2,4. Работой РОМ и УРБ мощность реактора снижена до 35%Nном, параметры 1 и 2 контуров застабилизированы.

В 14:45 по дозиметрическому наряду в гермооболочку РО-3 допущены три человека (СОРО, 2 слесаря ЦЦР) для осмотра и проверки работоспособности пневмоарматуры 3YD60S06,07 по месту. В 14:58 ремонтный персонал ЦЦР, несмотря на проведенный инструктаж, самовольно закрыл пневмоарматуру 3YD50S06, ошибочно приняв ее за 3YD60S06 (в этот момент СОРО разговаривал по телефону с НСРЦ).

Действием защиты по снижению давления масла в ГУП отключились 3ГЦН-1,3. По факту отключения двух оставшихся ГЦН при мощности реакторной установки более 5% сработала аварийная защита реактора.

Последующее расследование показало, что ложное закрытие пневмоарматуры 3YD60S06,07 произошло вследствие эпизодически проявляющихся дефектов кабельных связей шкафа 3HV58, в котором находится пневмоарматура 3YD60S06,07. Абсолютно аналогичные нарушения с ложным закрытием пневмоарматуры 3YD50,60S06,07 происходили на третьем энергоблоке 04.04.96 и 05.04.96.

В ходе данного нарушения также выявилась недостаточная квалификация персонала ЦЦР, выразившаяся в недостаточной подготовке к выполнению задания в условиях действующего блока, потере бдительности и самоуверенности при выполнении работы. Так же комиссия отметила тот факт, что работа по проверке работоспособности пневмоарматуры выполнялась в конце смены.

### Событие, происшедшее 2 января 1995 года на Хмельницкой АЭС

2 января 1995 года энергоблок № 1 Хмельницкой АЭС находился в режиме нормальной эксплуатации на 100% мощности. По работающему оборудованию замечания отсутствовали. В 09:09:40 возникло КЗ в двигателе побудителя расхода газоанализатора TQ00J01, что привело к отключению автомата питания SF5 в панели HL10 и 17AB в сборке питания HG48 (1 канал питания для HL08,09). Произошло обесточи

вание датчиков YD51P01, YD40P06, YD10P14, YD30P14, YB40L11, YB40L19 из-за потери питания по 1 каналу в панелях HL08,09.

Из-за потери питания датчика YD51P01 произошло отключение работающего маслонасоса YD51D01. Резервный маслонасос YD52D01 по АВР не включился из-за неисправности блочка БКЛ-2М в шкафу HZ33. Основной регулятор уровня в ПГ-4 открылся на 100% из-за обесточивания датчика уровня YB40L19.

В 09:10:09 действием защиты по снижению давления масла в ГУП отключились ГЦН-1,3. Работой РОМ и УРБ мощность реактора снижена до 50%Nном. В 09:10:17 в результате повышения уровня в ПГ-4 более чем на 100 мм от номинального сработала блокировка на закрытие регулятора узла питания ПГ-4 RL74S02. В 09:10:24 в результате повышения уровня в ПГ-4 более чем на 150 мм от номинального сработала блокировка на закрытие арматуры узла питания ПГ-4 RL74S01,03.

В 09:11:21 произошло отключение ГЦН-4 по факту снижения уровня в ПГ-4 более чем на 500 мм от номинального. По факту отключения одного из двух оставшихся ГЦН при мощности реакторной установки более 5% сработала аварийная защита.

# Система продувки парогенераторов RY

## Цели обучения

По окончании данного занятия обучаемые смогут:

- Объяснить назначение системы продувки парогенераторов RY.
- Описать взаимосвязь системы продувки парогенераторов со следующими системами: YB, RL, VB, UE40, СВО-5.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов системы продувки ПГ RY:
  - Описать расширители продувки ПГ RY10B01,02.
  - Описать регенеративный теплообменник продувки ПГ RY10W01.
  - Описать доохладитель продувочной воды ПГ RY10W02.
  - Описать охладитель дренажей RY30W01,02.
  - Описать бак дренирования ПГ RY30B01.
  - Описать насос откачки дренажей ПГ RY30D01.
  - Описать предохранительные клапаны расширителей продувки ПГ.
- Нарисовать принципиальную схему системы продувки парогенераторов RY.
- Описать режимы работы системы продувки парогенераторов:
  - Описать методику выполнения непрерывной и периодической продувки ПГ.
  - Описать методику дренирования ПГ.
- Описать основные реконструктивные работы, проведенные в 1991-1993 гг. для систем водопитания и продувки ПГВ-1000М.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы продувки парогенераторов RY.**

# Теоретические основы необходимости продувки парогенераторов

Как мы уже знаем, в качестве теплоносителя 1 и 2 контуров в семействе реакторов типа ВВЭР используется вода. Ниже коротко рассматриваются физико-химические свойства воды, оказывающие влияние на конструкцию и работу ПГ для ВВЭР, а также некоторые вопросы коррозии металла ПГ.

Вода - весьма коррозионно-активное вещество. Интенсивность коррозионных процессов при омывании водой различных конструкционных материалов зависит от температуры, наличия в воде свободных ионов водорода (pH) и некоторых других факторов. Как пример можно привести факт выхода из строя парогенераторов Южно-Украинской АЭС, отработавших всего 7 тысяч часов (292 суток) при самых низких Pн продувочной воды ПГ.

Ниже будет указано, что основным конструкционным материалом поверхностей нагрева ПГ для ВВЭР является в настоящее время аустенитная нержавеющая сталь. Эта сталь обладает очень высокой общей коррозионной стойкостью при наличии в воде любых примесей. Теоретически допустимое значение Pн воды для нее лежит в широком диапазоне: от 3 до 12.

Однако аустенитные нержавеющие стали склонны к таким специфическим видам коррозии, как щелочная хрупкость, щелевая коррозия и, особенно, коррозия под напряжением (коррозионное растрескивание). Коррозионные разрушения из-за щелочной хрупкости этих сталей имеют те же причины и тот же характер, что и для углеродистых сталей, в особенности они проявляются при наличии в металле остаточных напряжений.

Щелевая коррозия развивается в деталях, выполненных из аустенитных сталей при наличии в воде заметного количества кислорода. Основным недостатком аустенитных нержавеющих сталей, как конструкционного материала поверхностей нагрева ПГ, является их склонность к коррозионному растрескиванию, которое вероятно в местах остаточного напряжения, возникающего при изготовлении поверхностей нагрева и их деталей. Остаточные напряжения присутствуют в рассматриваемой нами конструкции ПГ для ВВЭР-1000 вследствие того, что до 1990 года развальцовка теплообменных труб в стенке коллекторов выполнялась методом взрыва.

Коррозионное растрескивание возникает и развивается при воздействии на напряженный металл водной среды, содержащей кислород и хлориды. При этом следует иметь в виду более существенное влияние кислорода, а наличие хлоридов при этом резко интенсифицирует процесс. В связи с тим их содержание должно жестко ограничиваться нормами водно-химического режима 1-го и 2-го контуров.

К усилению коррозионных процессов ведет также и повышение концентрации водородных ионов. Особенно это неблагоприятно сказывается для углеродистых сталей (из которых и изготавливались корпусы и коллекторы ПГВ-1000 и ПГВ-1000М для ВВЭР-1000), для них благоприятными будут Pн около 9. С целью снижения коррозии оборудования 2-го контура должен вестись водно-химический режим со значением pH, обеспечивающим непревышение допустимых концентраций ионов H+.

Также неблагоприятными являются роли хлоридов и нитридов, которые заключаются в том, что первые также активно разрушают защитные окисные пленки на поверхности металла, а вторые являются хорошими окислителями.

Из веществ-накипеобразователей крайне нежелательны соединения кальция Ca и магния Mg и различные оксиды железа (даже при относительно невысокой концентрации), поскольку они могут кристаллизовываться на стенках поверхности теплообмена или в водяном объеме. Наличие же отложений на трубках поверхностей теплообмена ПГ приводит со временем к заметному снижению интенсивности теплопередачи. Кроме того, в последнее время хорошо изучен эффект повышения концентрации вредных примесей в отложениях (а также щелях, зазорах и трещинах), получивший название “хайд-аут”. Это явление связано с образованием концентрированных растворов или даже твердой фазы некоторых примесей котловой воды вблизи поверхностей с ухудшенными массо- и теплообменом и ухудшенной гидродинамикой. Образующийся пар выходит через относительно крупные отверстия и поры, а новые порции воды подсасываются к поверхности теплообмена за счет “фитильного эффекта” пористых отложений.

Расчеты показывают, что при допустимой на сегодняшний день величине отложений на трубчатке ПГВ 150 г/м$^2$ (толщина - 60 мкм) и предположении, что отложения

состоят из магнетита и имеют пористость 50%, расчетное значение кратности упаривания достигает трех порядков, а при отложениях 300-400 г/м$^2$, достаточно часто встречающихся на практике, нельзя не считаться с возможностью упаривания с кратностью 5-6 порядков.

Особую роль в коррозионном повреждении коллекторов ПГВ играют зоны недовальцовки теплопередающих трубок в корпусе коллектора, образующие щелевые зазоры. Если они к тому же покрыты пористыми отложениями, то могут стать идеальным местом возможного концентрирования агрессивных примесей.

При концентрировании наиболее типичных примесей воды парогенераторов - хлоридов и сульфатов, в частности, двойной соли $(NH^4)NaSO_4$, весьма характерной для принятого до настоящего времени гидразинного режима, последняя подвергается гидролизу с образованием кислой среды.

Снижение pH в щелях, зазорах и под отложениями в присутствии активаторов коррозии - ионов хлора и сульфатов - с концентрациями до 10-30 мг/кг создает условия для резкого возрастания скорости коррозионных процессов, наличие же напряжений в конструкционных материалах многократно ускоряет этот процесс.

Таким образом, для поддержания водно-химического режима теплоносителя 2 контура в парогенераторах необходима их продувка, т.е. вывод из корпуса парогенератора некоторого количества котловой воды и замена ее добавочной, специально подготовленной.

Применительно к ПГ АЭС с ВВЭР осуществляется специальная система организации продувки ПГ и переработки продувочной воды. Выведенная из ПГ вода поступает в специальную очистную установку с ионообменными фильтрами (СВО-5 на АЭС с унифицированным ВВЭР-1000) для очистки, и после очистки она поступает обратно в цикл теплоносителя 2 контура.

# Назначение системы продувки ПГ

Система продувки ПГ предназначена для поддержания норм водно-химического режима котловой воды ПГ, заключающееся в отборе части котловой воды из мест наиболее вероятного скопления продуктов коррозии, солей и шлама. Согласно проекту оборудование системы продувки парогенераторов отмаркировано латинскими буквами RY.

Система продувки парогенераторов является системой нормальной эксплуатации. Часть системы - трубопроводы продувки от парогенераторов до дроссельных шайб на коллекторах непрерывной и периодической продувки - относится к системе нормальной эксплуатации, важной для безопасности.

Система была спроектирована на основе следующих требований со стороны реакторной установки:

- система должна обеспечивать непрерывную продувку с расходом 7,5 тн/час от каждого ПГ;
- система должна обеспечивать возможность проведения режима периодической продувки расходом 30 тн/час. При этом суммарный расход продувочной воды от всех четырех парогенераторов должен составлять 60 тн/час;
- система должна обеспечивать возможность дренирования каждого парогенератора с расходом не менее 30 тн/час при температуре котловой воды менее 100 $^0$C и атмосферном давлении в ПГ.

Критерием выполнения системой требуемых функций является поддержание качества котловой воды и обеспечение дренирования парогенераторов. Трубопроводы и арматура части системы, расположенной в герметичной оболочке, рассчитаны на аварийные параметры, возникающие в гермооболочке при авариях, связанных с разуплотнением 1 и 2 контуров и сохраняют при этом свою работоспособность.

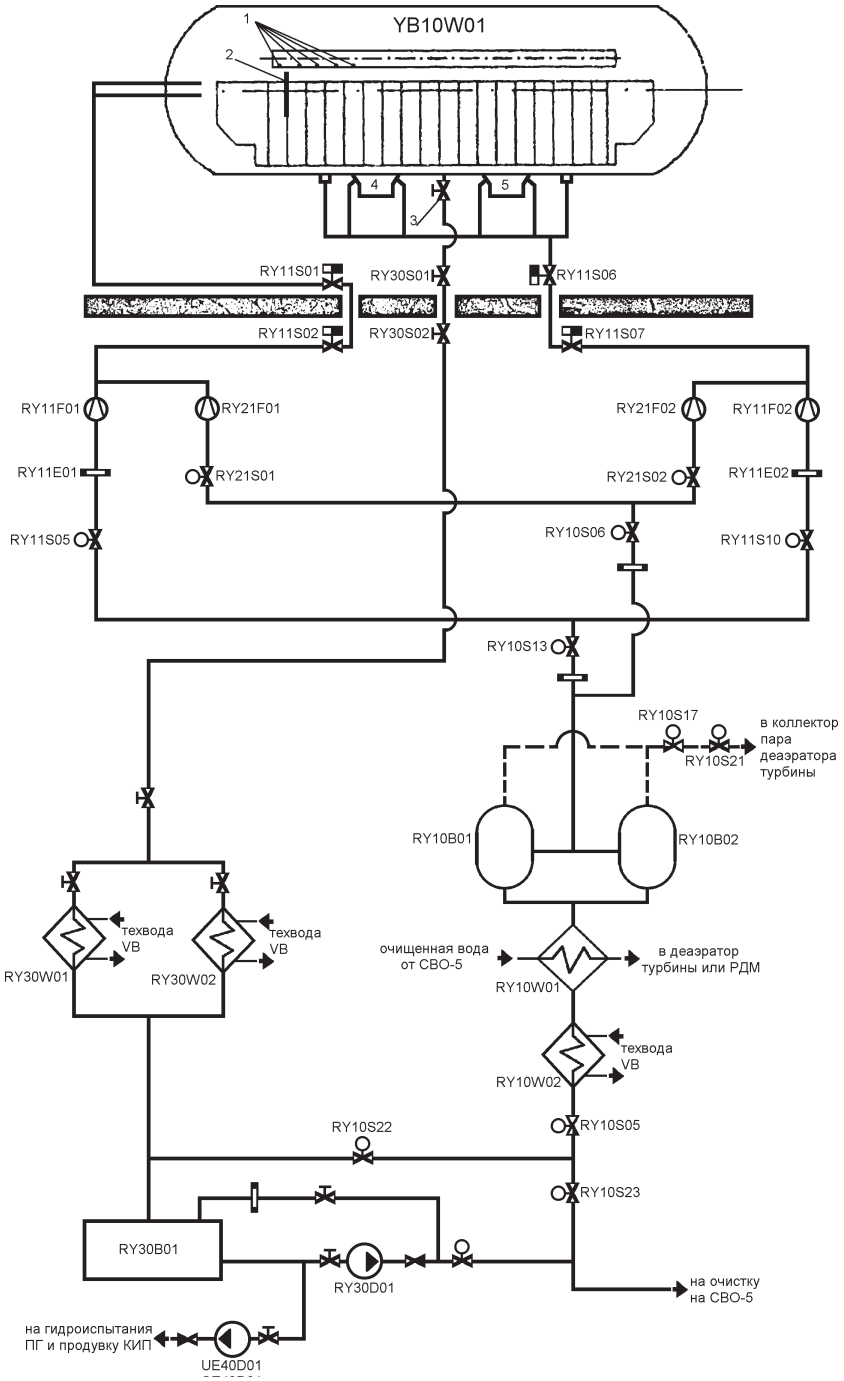
Система работает во всех режимах нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, аварийных режимах, за исключением аварийных режимов, связанных с посадкой локализующей арматуры и обесточиванием.

В режимах нормальной эксплуатации, при выполнении системой функций поддержания качества котловой воды в ПГ, открыта арматура на линиях продувки ПГ и закрыта арматура на линии дренирования котловой воды ПГ. Продувочная вода поступает на спецводоочистку.

В режимах дренирования ПГ арматура на линиях продувки ПГ закрыта, арматура на линии дренирования котловой воды ПГ открыта. Дренаж котловой воды через теплообменники охлаждения дренажей ПГ поступает в бак слива воды из ПГ, а затем насосом RY30D01 откачивается на спецводоочистку.

*Упрощенная схема продувки ПГ (условно показан один YB10W01)*

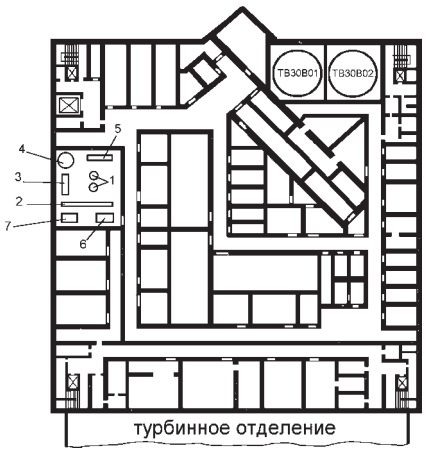
*1 - отглушенные раздающие коллекторы питательной воды*
*2 - перегородка "солевого" отсека*
*3 - дренаж парогенератора*
*4 - "холодный" коллектор 1 контура*
*5 - "горячий" коллектор 1 контура*




*Расположение оборудования системы продувки парогенераторов в здании РО*

*1 - расширители продувки RY10B01, 02*
*2 - регенеративный теплообменник продувки RY10W01*
*3 - доохладитель продувки RY10W02*
*4 - бак RY30B01*
*5 - охладители дренажей RY30W01, 02*
*6 - насос гидроиспытаний ПГ и продувки датчиков КИП UE40D01*
*7 - насос RY30D01*

План здания РО на отм. -4.2




# Краткое описание технологической схемы системы продувки ПГ

Система продувки ПГ состоит из двух технологических подгрупп: подгруппы продувки парогенераторов RY10 и подгруппы дренирования парогенераторов RY30. Подгруппа RY10 предназначена для поддержания качества воды ПГ и включает в себя:

- трубопроводы непрерывной и периодической продувки с дроссельными устройствами;
- расширители продувки RY10B01,02;
- регенеративный теплообменник продувки RY10W01;
- доохладитель продувки RY10W02;
- регулятор уровня в расширителях продувки с регулирующим клапаном

- RY10S05; регулятор давления в расширителях продувки с регулирующим клапаном RY10S17;
- арматуру и трубопроводы, КИП.

В настоящее время после проведения реконструкционных работ продувка парогенераторов осуществляется двумя линиями:

- через свободные штуцера метровых уровнемеров на “холодном” днище ПГ из “солевых” отсеков двумя трубами ф28х3;
- через четыре трубы ф28х3 из “карманов” коллекторов (по две трубки из каждого “кармана” ) и две трубы ф89х6 из мест приварки днищ к корпусу ПГ.

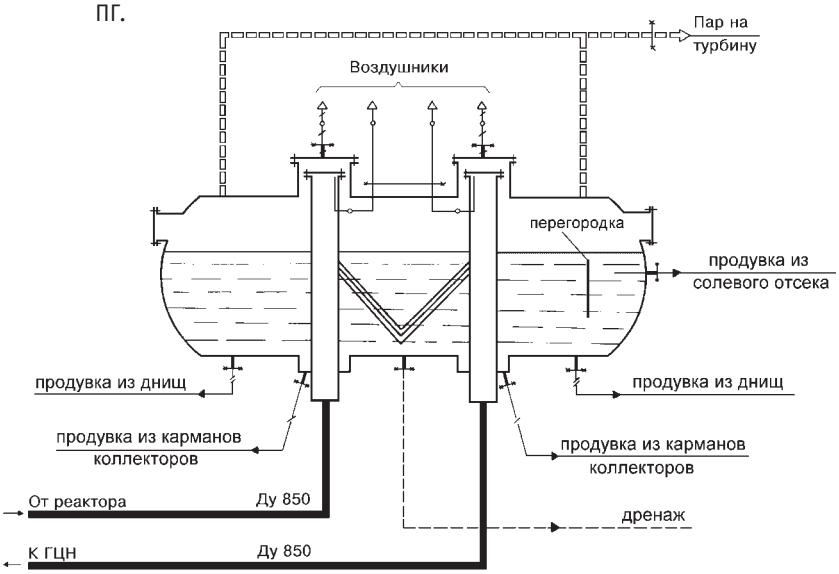



*Схема отбора котловой воды из ПГ для продувки и дренирования*

Непрерывная продувка парогенераторов осуществляется по обоим линиям через дроссельные шайбы RY11-14E01,02, арматуру RY11-14S05,10 и объединяется в коллектор ф159х9 с арматурой RY10S13 и дроссельной шайбой RY21E03, ограничивающей расход непрерывной продувки до заданной величины (30 т/час).

Периодическая продувка осуществляется также по обоим линиям через арматуру RY11-14S01,02 и объединяется в коллектор ф89х6 с арматурой RY10S06 и дроссельной шайбой RY21E04, ограничивающей расход по этой линии до 30 т/час.

Подгруппа RY30 предназначена для дренирования парогенераторов и включает в себя:

- охладители дренажа RY30W01,02;
- бак слива воды из парогенераторов RY30B01;
- насос бака слива воды из парогенераторов RY30D01;
- арматуру и трубопроводы, КИП.

Дренирование парогенератора осуществляется через штуцер Ду100, расположенный в средней нижней части корпуса каждого ПГ.

# Описание оборудования системы продувки парогенераторов RY

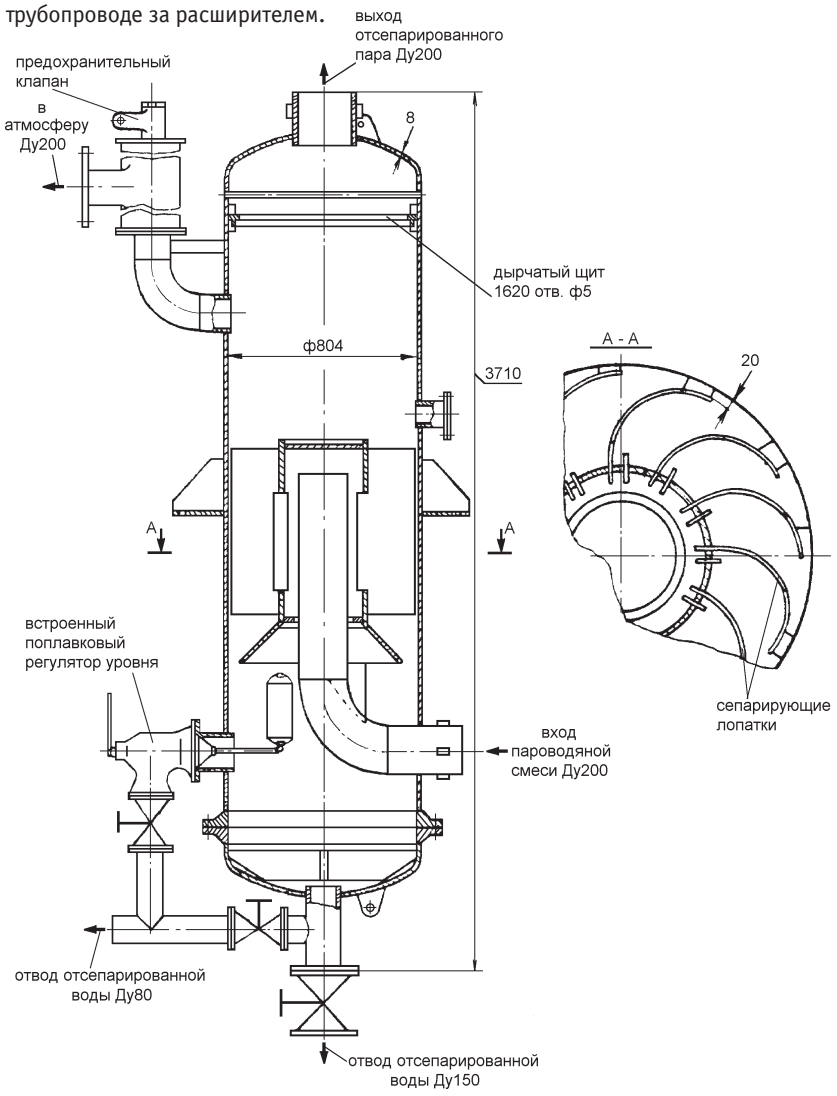
## Расширители продувки RY10B01,02

Расширители продувки RY10B01,02 типа СП-1,5У - сосуды вертикального типа, цельносварные, состоящие из цилиндрической обечайки, двух штампованных эллиптических днищ и патрубков. Материал изготовления - углеродистая сталь 20. Расположены в помещении А-037 на отметке -4.2 негерметичной части РО.

Расширители продувки RY10B01,02 предназначены для разделения на пар и воду продувочной воды, подвод которой производится через тангенциально расположенные патрубки. За счет расширения, а также центробежного эффекта происходит разделение продувочной воды на пар и воду. Отсепарированный пар по трубопроводу Ду250 направляется в паровую магистраль деаэраторов турбинного отделения. Отсепарированная продувочная вода из расширителей продувки (РППГ) поступает в регенеративный теплообменник продувки ПГ.

Давление в РППГ поддерживается на уровне 8 кгс/см$^2$ регулирующим клапаном RY10S17, установленном на трубопроводе отвода пара в деаэраторы турбинного отделения. От превышения давления каждый расширитель продувки РППГ защищен одним предохранительным клапаном типа СППК-4Р-16 Ду200 Ру16, настроенными на срабатывание при давлении 8,8 кгс/см$^2$. Однако на некоторых блоках Балаковской АЭС установлено по 2 клапана на каждом расширителе продувки. Дело в том, что согласно техническим требованиям завода-изготовителя предохранительный клапан типа СППК-4Р-16 Ду200 Ру16 допускается заменять на два клапана типа СППК-4Р-16 Ду150 Ру16 с пружиной N132 при соответствующей замене патрубка под установку клапана с Ду200 на Ду150. При этом место установки второго клапана - на трубопроводе за расширителем.

*Конструкция расширителя продувки типа СП-1,5У*




Уровень продувочной воды в РППГ поддерживается 700 мм при помощи регулирующего клапана RY10S17, установленного на линии отвода продувочной воды от РППГ на СВО-5.

*Техническая характеристика расширителя продувки RY10B01(02)*

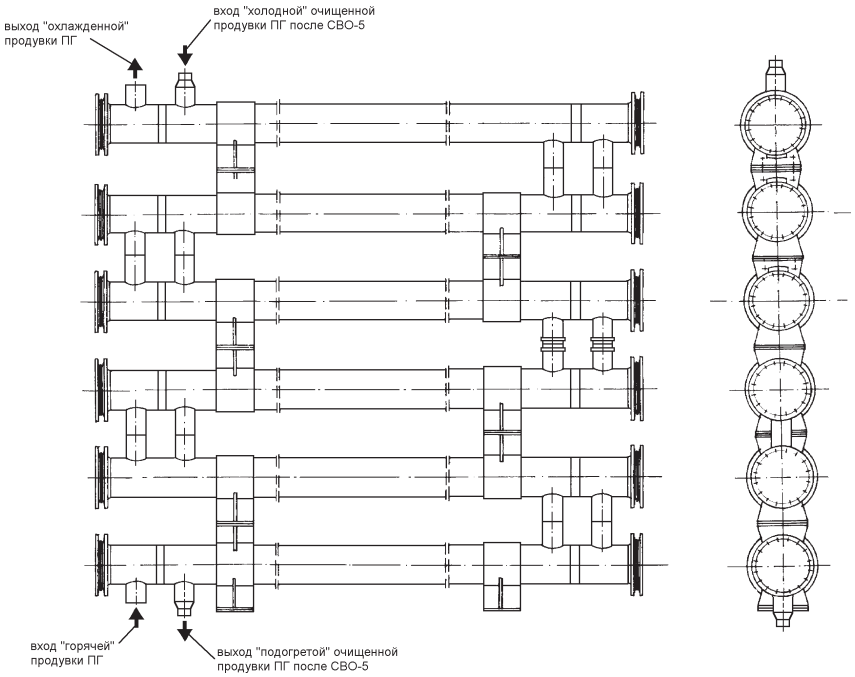
| | |
|---|---|
| *рабочее давление, кгс/см$^2$* | *8,0* |
| *давление гидроиспытаний, кгс/см$^2$* | *11,0* |
| *температура среды, $^0$C* | *170* |
| *полный объем корпуса, м$^3$* | *1,5* |

## Регенеративный теплообменник продувки RY10W01

Регенеративный теплообменник продувки (РТО) RY10W01 - горизонтальный, кожухотрубный теплообменник, одноходовой по трубному и межтрубному пространству с противоточным движением сред. Расположен в помещении А-037 на отметке -4.2 негерметичной части РО.

РТО состоит из 12 одинаковых по конструкции корпусов (модулей), соединенных последовательно в 2 секции (по 6 корпусов в каждой). Поверхность теплообмена

каждого корпуса состоит из 124 параллельно-включенных труб ф18х1,4 длиной 6860 мм. Материал изготовления теплообменника: теплообменных трубок и трубных досок - сталь 08Х18Н10Т; корпуса - сталь 20.




*Общий вид регенеративного теплообменника продувки RY10W01 (показана только одна секция)*

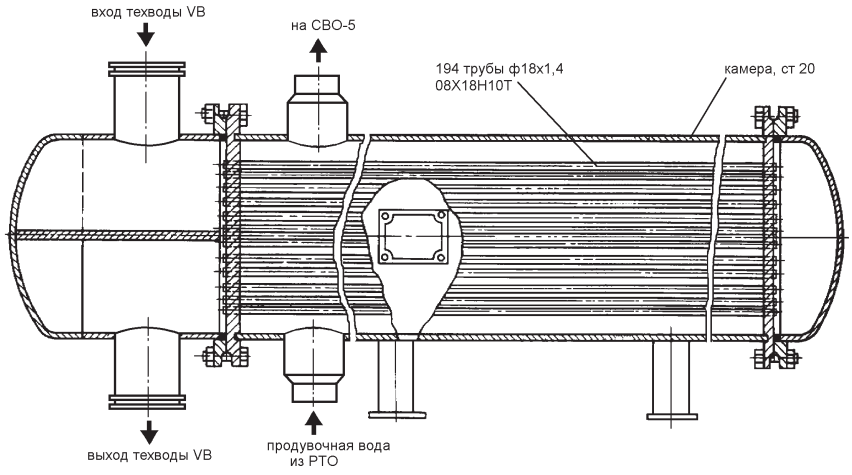
Продувочная вода, охлаждаясь проходит трубное пространство РТО и далее направляется в доохладитель продувки. Межтрубное пространство заполняется очищенной продувочной водой после установки СВО-5 (температура на более 55 $^0$С), которая после подогрева на РТО подается в турбинное отделение (в деаэратор или дренажные баки). От превышения давления РТО защищен предохранительным клапаном RY10S41, настроенным на срабатывание при давлении 12,1 кгс/см$^2$.

*Техническая характеристика РТО продувки RY10W01*

| | |
|---|---|
| *среда в корпусе* | *очищенная вода со СВО-5* |
| *среда в трубках* | *продувочная вода ПГ* |
| *рабочее давление корпуса, кгс/см$^2$* | *8* |
| *рабочее давление трубчатки, кгс/см$^2$* | *8* |
| *емкость корпуса, м$^3$* | *3,4* |
| *емкость трубчатки, м$^3$* | *2,5* |
| *поверхность теплообмена, м$^2$* | *568* |

## Доохладитель продувки RY10W02

Доохладитель продувки (ДППГ) RY10W02 - горизонтальный, кожухотрубный теплообменник, двухходовой по трубному и межтрубному пространству с противоточным движением сред. Расположен в помещении А-037 на отметке -4.2 негерметичной части РО. Поверхность теплообмена теплообменника состоит из 194 нержавеющих трубок ф18х1,4 длиной 6670 мм. Материал изготовления теплообменника: теплообменных трубок и трубных досок - сталь 08Х18Н10Т; корпуса - сталь 20.




*Упрощенное устройство доохладителя продувки RY10W02*

Продувочная вода, охлаждаясь проходит межтрубное пространство ДППГ и далее направляется на СВО-5. Температура продувочной воды на выходе из ДППГ регулируется изменением расхода охлаждающей воды и не должна превышать 55 $^0$С по условиям работы ионообменных фильтров СВО-5.

Охлаждающая вода - техвода группы "В" - движется в трубном пространстве. Во избежание термической опрессовки трубного пространства установлен предохранительный клапан RY10S16, настроенный на срабатывание при давлении 6,6 кгс/см$^2$.

*Техническая характеристика доохладителя продувки RY10W02*

| | |
|---|---|
| *среда в корпусе* | *продувочная вода ПГ* |
| *среда в трубках* | *техвода группы "В"* |
| *рабочее давление корпуса, кгс/см$^2$* | *7,5* |
| *рабочее давление трубчатки, кгс/см$^2$* | *4* |
| *поверхность теплообмена, м2* | *74,3* |

## Охладители дренажа RY30W01-02

Охладители дренажа (ОДПГ) RY30W01,02 - четырехкорпусные, горизонтальные, кожухотрубные теплообменники, одноходовые по трубному и межтрубному пространству с противоточным движением сред. Расположены в помещении А-037 на отметке -4.2 негерметичной части РО. Предназначены для охлаждения котловой воды при дренировании ПГ.

Поверхность теплообмена каждого корпуса состоит из 18 параллельно включенных нержавеющих трубок ф18х1,4. Котловая вода, охлаждаясь проходит межтрубное пространство ОДПГ и далее направляется в бак слива дренажной воды парогенераторов RY30B01.

Охлаждающая вода - техвода группы "В" - движется в трубном пространстве. Во избежание термической опрессовки трубного пространства установлены предохранительные клапаны RY30S23,24, настроенные на срабатывание при давлении 6,6 кгс/см$^2$.

*Техническая характеристика охладителя дренажей RY30W01,02*

| | |
|---|---|
| *среда в корпусе* | *котловая вода ПГ* |
| *среда в трубках* | *техвода группы "В"* |
| *рабочее давление корпуса, кгс/см2* | *1,5* |
| *рабочее давление трубчатки, кгс/см$^2$* | *4* |
| *гидравл. сопротивление в корпусе, кгс/см$^2$* | *0,061* |
| *гидравл. сопротивление в трубках, кгс/см$^2$* | *0,9* |
| *поверхность теплообмена, м$^2$* | *24,2* |

## Бак слива воды из парогенераторов RY30B01

Бак слива воды из ПГ расположен в помещении А-037 на отметке -4.2 негерметичной части РО. Представляет из себя емкость цилиндрической формы, изготовленную из углеродистой стали покрытую теплоизоляцией из базальтового стекловолокна.

Бак RY30B01 используется для слива котловой воды при дренировании ПГ; для сброса продувочной воды при разогреве системы продувки; для сброса продувочной воды после доохладителя продувки в случае невозможности е подачи на СВО-5. Бак RY30B01 также используется для сбора протечек пробоотборных линий продувки ПГ и для создания запаса воды при гидроиспытаниях ПГ. Вода из бака может насосом RY30D01 направляться на СВО-5 или через дренаж сливаться в спецканализацию.

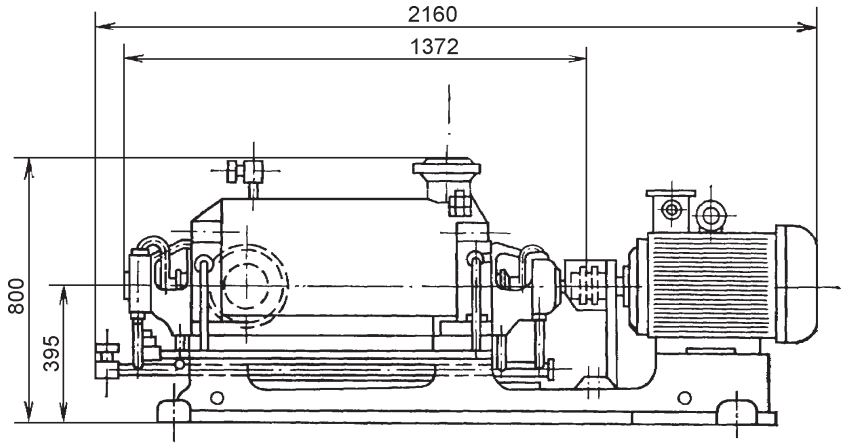
*Техническая характеристика бака RY30B01*

| | |
|---|---|
| *масса, кг* | *1355* |
| *температура среды, $^0$С* | *50* |
| *объем, м$^3$* | *16* |

## Насос откачки бака слива воды из парогенераторов RY30D01

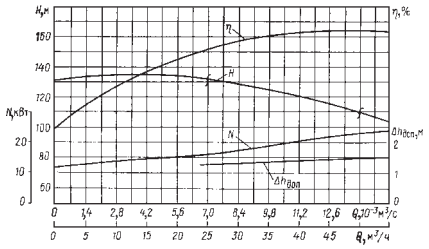
Насос RY30D01 типа КС 50-110 расположен в помещении А-037 на отметке -4.2 негерметичной части РО. Насос предназначен для откачки воды из бака слива воды из парогенераторов RY30B01 на СВО-5.

Насос RY30D01 типа КС 50-110 - секционный, шестиступенчатый, горизонтальный, однокорпусный, с односторонним расположением рабочих колес.




*Общий вид насосного агрегата КС 50-110*

*Гидравлическая характеристика насоса КС 50-110 при n=1450об/мин*



Опорные лапы насоса КС 50-110 прилиты к крышкам нагнетания и всасывания.

Корпуса секций 14 с вставными направляющими аппаратами 13, крышки всасывания 5 и нагнетания 19 центрируются между собой по кольцевым проточкам и соединены стяжными шпильками 10, образуя корпус насоса. Герметичность стыков обеспечивается при помощи резиновых колец и металлического контакта.

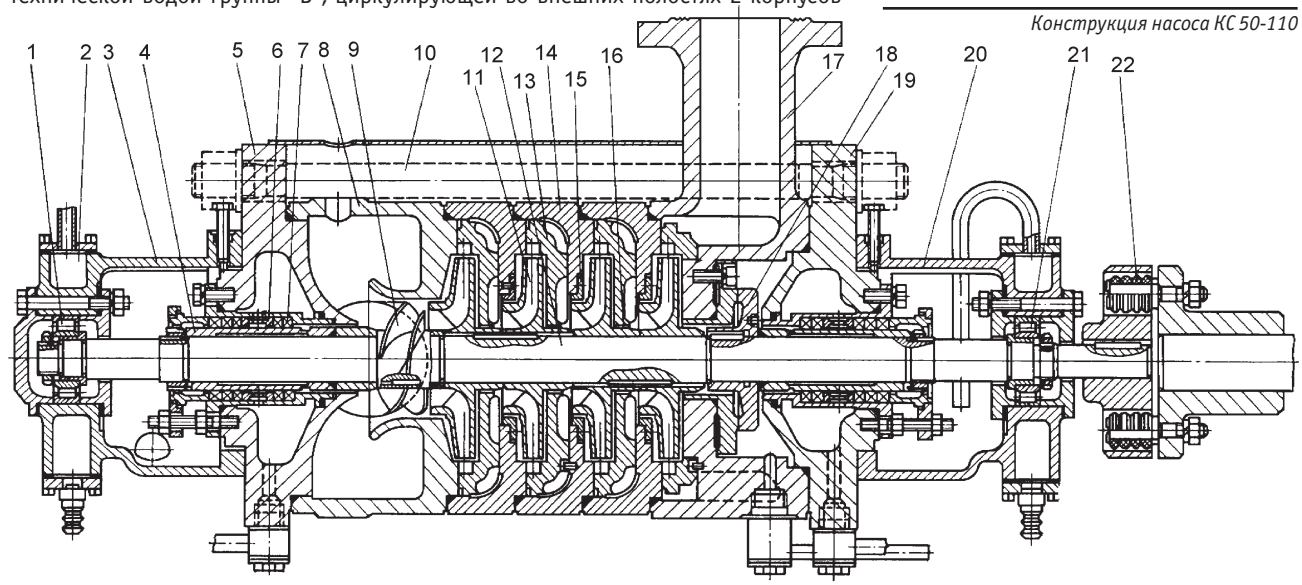
В качестве межступенных уплотнений применяются радиальные щелевые уплотнения 15, 16 в рабочих колесах и направляющих аппаратах. Напорный патрубок 17 насоса находится в вертикальной плоскости, входной 8 - в горизонтальной и расположен влево от оси насоса, если смотреть со стороны двигателя.

Ротор насоса состоит из вала 12, рабочих колес 11, защитных рубашек 4, разгрузочного диска 18, подшипников качения 1 и 21, предвключенного колеса 9 и деталей их крепления. Для разгрузки ротора от осевых сил имеется гидропята.

Подшипники качения служат опорами ротора и установлены в подшипниковых корпусах 3 и 20, прикрепленных болтами к крышкам всасывания 5 и нагнетания 19. Подшипники работают на консистентной смазке типа ЦИАТИМ-201 и охлаждаются технической водой группы “В”, циркулирующей во внешних полостях 2 корпусов

*1, 21 - подшипники качения*
*2 - полость корпуса подшипника*
*3, 20 - корпуса подшипников*
*4 - защитная рубашка*
*5 - крышка всасывания*
*6 - кольцо гидрозатвора*
*7 - сальниковая набивка*
*8 - входной патрубок*
*9 - предвключенное колесо*
*10 - стяжные шпильки*
*11 - рабочие колеса*
*12 - вал*
*13 - направляющие аппараты*
*14 - корпуса секций*
*15, 16 - радиальные щелевые уплотнения*
*17 - напорный патрубок*
*18 - разгрузочный диск*
*19 - крышка нагнетания*
*22 - упругая втулочно-пальцевая муфта*

*Конструкция насоса КС 50-110*




подшипников. Концевые уплотнения насоса выполняются с мягкой сальниковой набивкой. Во избежание подсоса воздуха, а также для отвода тепла от сальника к кольцу гидрозатвора 6 подводится под давлением охлаждающий конденсат.

Насос опирается на фундаментную плиту четырьмя лапами, отлитыми с крышками. В качестве привода насосов применяется асинхронный электродвигатель, установленный на общей с насосом фундаментной плите.

Насос и электродвигатель соединяются между собой при помощи упругой втулочно-пальцевой муфты 22.

*Техническая характеристика насоса RY30D01*

| | |
|---|---|
| *тип* | *КС 50-110* |
| *напор, кгс/см$^2$* | *11,0* |
| *мощность насоса, кВт* | *23,8* |
| *КПД, %* | *63* |
| *частота вращения, об/мин* | *1455* |
| *подача, м$^3$/час* | *50* |
| *доп. кавитационный запас, м, не менее* | *1,6* |
| *t перекачиваемой среды, $^0$С, не более* | *125* |
| *число ступеней* | *6* |
| *масса, кг* | *1175* |
| *мощность двигателя, кВт* | *30* |

# Реконструкция системы продувки ПГ на АЭС с ВВЭР-1000, выполненная в 1991-1993 годах

В процессе эксплуатации парогенераторов ПГВ-1000(М) на выходных ("холодных") коллекторах теплоносителя в перемычках между отверстиями перфорированной зоны появлялись повреждения в виде трещин коррозионно-механического происхождения, приводящие к протечкам теплоносителя первого контура в котловую воду. В процессе исследований было установлено, что причины повреждения коллекторов многофакторные, а их механизм обусловлен в том числе и наличием вблизи коллекторов неконтролируемой зоны, в которой содержание растворенных солей в 1,5 -2 раза превышает их концентрацию в воде непрерывной продувки а также изменением пластичности стали 10ГН2МФА при рабочей температуре холодного коллектора и напряжениях (остаточных технологических и рабочих), приближающихся к пределу текучести в условиях воздействия коррозионно-активной рабочей среды.

Начиная с 1987 года на АЭС с ВВЭР-1000 внедрены мероприятия, повышающие эксплуатационную надежность парогенераторов, а именно контроль целостности перемычек коллекторов в условиях изготовления и эксплуатации, переход на сталь 10ГН2МФА электрошлакового переплава вместо открытой (мартеновской) выплавки, низкотемпературную (около 450 $^0$С) термообработку перфорированной зоны коллекторов, отказ от взрывной вальцовки коллекторов и переход к гидровальцовке, улучшение качества водно-химического режима, ужесточение отдельных показателей его норм, особенно pH. Частью мероприятий по повышению эксплуатационной надежности ПГ явилась реконструкция систем водопитания и продувки ПГВ-1000(М), которая проводилась на АЭС с ВВЭР-1000 в период 1991-1993 годов.

Если оценивать время работы парогенераторов до повреждения, то бросается в глаза тот факт, что время службы изготовленных по единой технологии теплопередающих трубок и коллекторов ПГ имеет значительный разброс: от 7 до 59 тысяч часов, что скорее всего определяется химическим фактором. Эксплуатация оборудования в условиях ухудшенного водного режима, при наличии коррозионно активных примесей значительно снижает рабочий ресурс оборудования.

Таким образом в деле повышения надежности парогенераторов очень важным моментом является снижение "солевой нагрузки" на конструкционные элементы ПГ. Исследования, проведенные на Нововоронежской и Хмельницкой АЭС, подтвердили ранее высказываемые предположения об образовании зон повышенного солесодержания в объеме парогенератора по сравнению с величиной солесодержания усредненной продувки. Характер распределения зон, как показали испытания, не зависел от величины продувки и имел ярко выраженный "горб" в районе горячего коллектора. Причем, при номинальной нагрузке концентрация примесей у "горячего" коллектора в шесть раз превышала их концентрацию в "холодном" торце парогенератора.

Эти испытания показали, что штатный режим продувки парогенераторов позволяет поддерживать величину нормируемого содержания солей в продувочной воде при соответствующих нормам показателях питательной воды, но при этом концентрации примесей в отдельных зонах водяного объема могут превосходить допустимые величины, что с учетом процессов упаривания в щелях и зазорах создает благоприятные условия для активизации коррозионных процессов.

В связи с этим проектной организацией (ОКБ "Гидропресс") были выданы рекомендации по модернизации внутрикорпусных устройств ПГВ-1000 и изменения схемы продувки. Указанная модернизация заключалась в изменении схем водопитания, продувки и перераспределения циркуляции в объеме парогенераторов. Главной це

лью модернизации являлось удаление зон повышенного солесодержания от коллекторов теплоносителя путем перераспределения питательной воды по длине парогенератора и образования в "холодном" торце ПГВ (вблизи днища) так называемого "солевого отсека", из которого организована непрерывная продувка котловой воды с наибольшей концентрацией растворенных примесей.

Согласно проекту модернизации ВКУ ПГВ необходимое перераспределение питательной воды было получено путем установки в "горячем" торце парогенераторов на погружном дырчатом листе четырех дополнительных раздающих коллекторов питательной воды с отверстиями, направленными вертикально вниз. Коллектор N°10 переведен на "холодную" сторону ПГВ для увеличения подачи питательной воды в зону "холодного" коллектора теплоносителя. В "холодном" торце ПГВ отглушены пять крайних раздающих коллекторов питательной воды и установлена поперечная перегородка между первым и вторым отключенными коллекторами: 200 мм над погружным дырчатым листом и 240 мм под ним. Цель установки перегородки - уменьшение продольной циркуляции от "горячего" коллектора в торцы для предотвращения распространения солевых зон по длине парогенератора.

# Эксплуатация системы продувки ПГ

Продувка ПГ подразделяется на непрерывную и периодическую. Соответственно имеются коллекторы непрерывной продувки ПГ с арматурой RY10S13 и периодической продувки с арматурой RY10S06.

При непрерывной продувке парогенераторов (в стационарных режимах) производится отбор котловой воды из солевых отсеков и из днищ и карманов коллекторов каждого ПГ открытием следующей арматуры: RY11-14S05 и RY11-14S10, RY10S13. Расход из солевых отсеков каждого ПГ замеряется расходомерными шайбами RY11-14F01 и равняется 5 тонн/час. Расход из днищ и карманов коллекторов каждого ПГ замеряется расходомерными шайбами RY11-14F02 и равняется 2,5 тонн/час. Суммарный расход непрерывной продувки одного (каждого) ПГ составляет 7,5 тонн/час.

При периодической продувке ПГ производится отбор котловой воды из солевых отсеков и из днищ и карманов коллекторов ПГ открытием следующей арматуры: RY21-24S01 и RY21-24S02, RY10S06 соответственно. Расход из солевых отсеков замеряется расходомерными шайбами RY21-24F01. Расход из днищ и карманов коллекторов замеряется расходомерными шайбами RY21-24F02. Суммарный расход периодической продувки одного ПГ равняется 30 тонн/час.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем продувки ПГ на АЭС

### События, происходившие 1986-88 годах на Балаковской АЭС

В ходе эксплуатации энергоблока N°1 Балаковской АЭС в 1986-88 годах на трубопроводах продувки парогенераторов стали образовываться паровые свищи. Свищи образовывались, в основном, на выходных участках дроссельных шайб RY11-14E01 и в местах гибов трубопроводов.

При проведении в период ППР 1987 года расширенного обследования трубопроводов продувки парогенераторов энергоблока N°1 было обнаружено значительное утончение стенок трубопроводов продувки, увеличение (размытие) отверстий дроссельных шайб RY11-14E01, размытие затворов и корпусов арматуры RY11-14S05,10, RY21-24S01,02.

После обобщения результатов был сделан вывод, что указанная проблема относится к недостаткам проекта. Дело том, что по первоначальному проекту все трубопроводы продувки ПГ выполнялись из стали 20 (или 20К). Оказалось, что при характерных для продувки ПГ скоростей потока и солевого состава продувочной воды указанные выше материалы подвержены интенсивному коррозионно-эрозионному износу. В связи с этим на блоках N°3,4 была произведена корректировка проекта с заменой

материала части трубопроводов продувки ПГ на нержавеющую сталь, а на блоках №1,2 участки трубопроводов продувки ПГ были заменены на нержавеющие по отдельному техническому решению.

### Событие, происшедшее 23 мая 1995 года на Балаковской АЭС

23 мая 1995 года энергоблок 3 Балаковской АЭС находился в текущем ремонте. Согласно ведомости ремонтных работ и задания штаба ремонта от 20.03.1995 производился радиографический контроль композитных сварных соединений системы продувки ПГ. В ходе радиографического контроля выявлены дефекты композитных сварных швов N14,29,47,57 продувки ПГ. Согласно технического решения N3/381э-РЦ была вырезана катушка 200 мм приварки отвода из стали 20 к нержавеющему трубопроводу ф89х6 мм продувки ПГ для металлографического исследования. При проведении исследования вырезанной катушки лабораторией ОДМиТК был подтвержден коррозионно-эрозионный характер повреждение композитного сварного стыка. Сварные стыки были отремонтированы.

Нужно отметить, что приведенное здесь событие не является единичным, скорее его можно назвать массовым. Например, предшествующим аналогичным нарушением было появление свища на композитном сварном соединении N16 приварки трубопровода непрерывной продувки диаметром ф28х3 мм к штуцеру 3ПГ-4 от 16.05.94 года. Дело том, что по первоначальному проекту все трубопроводы продувки ПГ выполнялись из стали 20, оборудование системы продувки ПГ - стали 20 и стали 20К, а штуцера парогенераторов - также из конструкционной стали. Впоследствии часть трубопроводов продувки ПГ была заменена на нержавеющие, что привело к появлению композитных стыков.

### Событие, происшедшее 18 октября 1994 года на Калининской АЭС

24 сентября 1994 года энергоблок 1 Калининской АЭС был включен в сеть после окончания планового ремонта продолжительностью 118,2 суток. После пуска энергоблока образовался свищ по композитному стыку приварки трубопровода продувки ПГ-2 ф89х6 (сталь 20) к переходу 100х80 из нержавеющей стали. 15.10.94 принято решение об аварийном останове блока N1 из-за свища на трубопроводе продувки ПГ-2.

В процессе устранения замечания по трубопроводу продувки с ПГ-2 были также обнаружены и устранены замечания по:

- композитному стыку приварки перехода 20х32 (08Х18Н10Т) к штуцеру ПГ-4 (сталь 22к) продувки из “солевого” отсека;
- композитному стыку приварки трубопровода продувки ПГ-4 ф89х6 (сталь 20) к переходу 100х80 из нержавеющей стали;
- композитному стыку приварки трубопровода продувки ПГ-3 ф89х6 (сталь 20) к переходу 100х80 из нержавеющей стали.

### Событие, происшедшее с 6 по 27 июля 1997 года на Южно-Украинской АЭС

06.07.97 на энергоблоке 1 Южно-Украинской АЭС при проведении гидравлических испытаний 1 контура на прочность после достижения давления в 1 контуре 220 кгс/см$^2$ зафиксировано его снижение. Последующий химический анализ выявил наличие борной кислоты в продувочной воде ПГ-3, в связи с чем начато снижение давления в 1 и 2 контурах, а также дренирование ПГ-3 по 2 контуру. Контроль плотности трубок ПГ-3 “аквариумно-пузырьковым методом” обнаружил дефектную трубку в нижнем ряду трубного пучка с координатой 21-107-II.

22.07.97 энергоблок включен в сеть. 23.07.97 мощность энергоблока повышена до 965 МВт (эл). 24.07.97 зафиксирована величина протечки теплоносителя 1 контура в ПГ-1 и ПГ-2 соответственно 0,17 и 0,33 кг/час, а 25.07.97 величина протечки теплоносителя 1 контура в ПГ-1 и ПГ-2 увеличилась, соответственно, до 1,47 и 2,41 кг/час. В связи с этим 26.07.97 энергоблок отключен от сети и начато расхолаживание РУ. При контроле плотности трубок ПГ “аквариумно-пузырьковым методом” в ПГ-1, ПГ-2, и ПГ-4 выявлены, соответственно, 4,16 и 1 дефектные трубки, которые в основном располагались в нижних рядах трубных пучков. Вихретоковым методом (ВТК) проконтролировано 158 трубок ПГ-2, при этом выявлено 40 трубок (ряды 96-105) с нехваткой материала стенок более 70%, которые были заглушены.

Непосредственной причиной события была признана коррозия металла трубок со стороны второго контура. К моменту рассматриваемого останова наработка введенных в работу в 1989-1991 гг. ПГ-1-4 энергоблока №1 ЮУАЭС составила, соответственно, 45881, 45881, 40525 и 33808 часов. В течение указанного периода эксплуатации ПГ-1-4 во 2 контуре данного энергоблока, как и других АЭС с ВВЭР-1000, поддерживался гидразин-аммиачный ВХР согласно введенных в 1990 г. "Временных норм ВХР второго контура АЭС с ВВЭР".

Данный ВХР обуславливает не только интенсивный эрозионно-коррозионный износ углеродистых сталей (ПВД, СПП, паропроводы и трубопроводы питательной воды и конденсата регенеративной системы), но и повышенную скорость коррозии медного сплава МНЖ-5-1 трубных систем конденсаторов и ПНД. В результате происходит интенсивный рост отложений и накопление шлама продуктов коррозии в парогенераторах. В слое отложений и шлама продуктов коррозии при упаривании происходит резкое концентрирование (не менее чем в 1000 раз по сравнению с исходной котловой водой) коррозионно-агрессивных загрязнений (сульфат-ионов и хлорид-ионов), что приводило к растравливанию защитной окисной пленки и развитию язвенной коррозии коллекторов и коррозионному растрескиванию теплообменных трубок.

Наибольшая интенсивность коррозионных процессов наблюдалась в локальных участках внутри ПГВ-1000М. Развитию коррозионного растрескивания теплообменных трубок под дистанционирующими решетками способствовало концентрировании коррозионно-активных загрязнений в слое отложений и повышенные напряжения. Результаты расследования массовых коррозионных повреждений трубок ПГ-1,3,4 показали возможность развития интенсивной язвенной коррозии теплообменных трубок ПГВ-1000М из аустенитной стали марки 08Х18Н10Т под слоем шлама продуктов коррозии в локальном участке нижних рядов между 2-4 дистанционирующими решетками от "горячего" коллектора в сторону "холодного" днища. Последующие наблюдения на других АЭС с реакторами ВВЭР-1000 подтвердили наличие локальных зон скопления коррозионного шлама на днищах ПГ.

Согласно результатам специальных исследований, условиями предотвращения массовых коррозионных повреждений трубок ПГВ-1000М в локальных зонах скопления коррозионного шлама на днище являются:

- регулярные эффективные химические отмывки ПГ по 2 контуру, выполняемые на основании результатов как ежегодных осмотров рядов трубок и днищ, так и систематического контроля поступления продуктов коррозии в ПГ по данным химконтроля;
- снижение поступления в ПГ продуктов коррозии медных сплавов, интенсифицирующих электрохимическую коррозию аустенитной стали;
- систематическое ограничение поступления с питательной водой и накопления в котловой воде коррозионно-агрессивных загрязнений (включая сульфат-ион и хлорид-ион), причем для контроля накопления в котловой воде коррозионно-агрессивных загрязнений должны использоваться представительные пробы продувочной воды из участков концентрирования коррозионно-агрессивных загрязнений;
- поддержание нейтрального или слабощелочного молярного соотношения компонентов в котловой воде ПГ.

С 11.06.97 года на АЭС с ВВЭР-1000 России, согласно Техническому решению концерна "Росэнергоатом" N6-1-16/880 от 11.03.97 введено нормирование качества продувочной воды ПГ, отбираемой из организованных при реконструкции систем водопитания и продувки ПГВ-1000М в 1991-1993 гг. "солевых" отсеков. Следует отметить, что проведенная в 1991-1993 гг. для ПГВ-1000М реконструкции систем водопитания и продувки привела к значительному перераспределению коррозионно-агрессивных загрязнений внутри объема ПГ. В результате этого использовавшийся в течение ряда лет на АЭС для контроля критических показателей отбор пробы продувочной воды с днищ ПГ оказался непредставительным для оценки коррозионной агрессивности котловой воды ПГ. Согласно вышеуказанному Техническому решению N6-1-16/880 предусмотрено не только нормирование критических качества продувочной воды из "солевых" отсеков ПГ, но и непрерывная продувка ПГ с расходом не менее 7,5 тонн/час именно из "солевых" отсеков, в которых создаются максимальные концентрации солевых примесей.

# Система дожигания водорода TS10

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Перечислить источники поступления водорода в теплоноситель первого контура.
- Назвать нижний предел взрывоопасности водорода.
- Сформулировать назначение системы дожигания водорода TS10.
- Объяснить необходимость применения в системе дожигания водорода платинового катализатора типа ОПК-2.
- Описать взаимосвязь системы TS10 с другими системами: TK, TY, UG, VB, TN, TS20, подачи $O_2$ с АКС, венттрубой энергоблока.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов системы TS10 :
  - Описать газодувки TS11,12,13D01.
  - Описать контактные аппараты с электронагревателем TS14,15B01.
- Нарисовать принципиальную схему системы дожигания водорода TS10.
- Описать процессы, протекающие в системе TS10 при дожигании водорода из выпара деаэратора подпитки.
- Назвать защиту газодувок TS11-13D01 при повышении t перекачиваемого газа более 50 градусов С.
- Описать опасность заброса влаги в газодувки TS11-13D01.
- Назвать ограничение пункта 15.5.11 “Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций” для работы системы дожигания TS10 с температурой катализатора в КА ниже 120 градусов.

**Объяснить назначение, общее устройство и эксплуатацию системы дожигания водорода TS10.**

# Проблемы наличия водорода в теплоносителе 1 контура

Под воздействием нейтронного и гамма-излучения в воде 1 контура протекают химические реакции, накладывающие дополнительные требования к работе вспомогательного оборудования РУ. При замедлении нейтронов в воде происходит разрыв связей молекул воды и образование свободного водорода. Аналогичное действие оказывает гамма- и бета-излучение. Радиолитическое разложение воды, протекающее по реакции:

$$2H_2O \leftrightarrow 2H_2 + O_2$$

обратимо, т.е. образующиеся радикалы могут рекомбинировать, но присутствие в теплоносителе 1 контура борной кислоты сдвигает реакцию вправо в сторону разложения воды на водород и кислород.

Обратимость реакции ограничивает накопление свободного кислорода в теплоносителе 1 контура однако, без принятия специальных мер, количество его может превысить допустимый предел. Кислород, являясь активным деполяризатором, усиливает коррозию металла. В воде с повышенным значением pH среды проявляется совместное неблагоприятное воздействие кислорода и щелочи на оболочки твэлов из циркония.

С ростом толщины окисной пленки из-за разницы объемов циркониевого сплава и его окислов увеличиваются внутренние напряжения, деформирующие кристаллическую решетку окисла и интенсифицирующие диффузию кислорода и рост пленки, которая начинает терять сплошность и свои пассивирующие свойства.

Поэтому необходимо производить связывание свободного кислорода в теплоносителе первого контура. Для подавления кислорода в теплоноситель первого контура дозируется аммиак. При радиационном разложении в контуре по реакции

$$2NH_3 \leftrightarrow N_2 + 3H_2$$

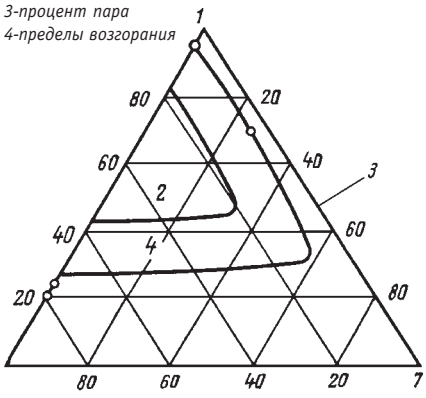
аммиак является источником внутриконтурного получения водорода, обеспечивающего подавление радиационного разложения воды, а также связывающего молекулярный водород. При разложении в первом контуре 1 м$^2$/кг $NH_3$ образуется 2 см$^3$ $H_2$. Таким образом, по всем этим указанным причинам в теплоносителе первого контура создается избыточное количество свободного водорода в количестве от 30 до 60 нмл/кг.

Однако создание в 1 контуре избыточной концентрации водорода, помогающее решить проблему связывания свободного кислорода, создает дополнительную трудность:

- при выводе теплоносителя первого контура на обработку со снижением давления или деаэрацией будет происходить интенсивное выделение растворенного в воде водорода, его накопление в газовых полостях оборудования.

Водород же - горючий газ, согласно приложения N2 “Правил ТБ при эксплуатации ТМО” нижний предел его воспламеняемости в воздухе составляет 4% по объему. По другим данным предел воспламенения составляет 9-74%.

*Пределы воспламеняемости смесей водород-воздух-пар*
*1-100% воздуха*
*2-пределы детонации*
*3-процент пара*
*4-пределы возгорания*




Считается, что детонация (взрыв) водорода в смеси с воздухом возможна при объемной концентрации водорода от 18 до 70 процентов. Возможность детонации зависит от следующих факторов: относительной концентрации горючего и окислителя; концентрации газов-разбавителей; начальных значений температуры и давления (плотности газа); формы и размера газовой полости.

Добавление пара и инертных газов (флегматизаторов) значительно уменьшает способность газа к детонации. Пределы воспламеняемости водорода в паровой среде приведены на рисунке.

Как видно из рисунка, в присутствии пара концентрации водорода для его детонации должны быть существенно выше. Давление при взрыве обычно не превышает 8 кгс/см$^2$, если смесь находилась при атмосферном давлении. Однако при детонации смесь водорода с воздухом может создавать большие давления. Так гремучая смесь $2H_2 + O_2$ при детонации создает давление до 20 кгс/см$^2$.

Давление при детонации может быть и выше, если исходная смесь находится под давлением выше атмосферного.

В целях обеспечения взрывобезопасности предварительно из подаваемого на СГО газа следует удалить водород или снизить его концентрацию до взрывобезопасной добавлением воздуха. Согласно пункта 15.5.9 "Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций" не допускается концентрация водорода в газовой смеси более, чем 3%.

В целях недопущения скопления водорода во взрывоопасных концентрациях более 3 % в оборудовании РУ ВВЭР-1000 (В-320) на практике чаще всего производится продувка азотом оборудования для разбавления газовой смеси и ее удаления.

Для наиболее мощного источника выделения, возможного скопления и образования взрывоопасной концентрации водорода - деаэратора подпиточной воды ТК10В01 - имеется специально сконструированная система для сбора и утилизации выделяющегося из продувочной воды водорода, называемая системой дожигания водорода. Оборудование системы дожигания водорода маркируется латинскими буквами TS10.

Система дожигания водорода TS10 работает при работе системы продувки-подпитки. Система выполнена как система нормальной эксплуатации, важная для безопасности.

При разработке системы сжигания водорода были учтены следующие требования:

- обеспечить сжигание водорода с концентрацией 3,5%, содержащегося в выпаре деаэратора подпиточной воды до концентрации 0,3%;
- обеспечить взрывобезопасную концентрацию водорода в деаэраторе подпиточной воды;
- обеспечить охлаждение газов на выходе из системы до температуры 343 град.К (70 $^0$C);
- обеспечить непревышение расчетного давления газов на выходе из системы 0,05 мПа (0,5 кгс/см$^2$).

# Назначение системы дожигания водорода TS10

Система дожигания водорода предназначена для каталитического окисления (сжигания) водорода в газовой смеси, поступающей из деаэратора подпитки ТК10В01. Принцип работы системы основан на широко известной химической реакции получения воды из кислорода и водорода. Главная особенность процесса заключается в том, что сжигание осуществляется на платиновом катализаторе типа ОПК-2 :

$$2H_2 + O_2 = 2H_2O + 136{,}8 \text{ кКал.}$$

Использование платинового катализатора позволяет дожигать водород при концентрациях значительно меньших предела взрывоопасности смеси, тем самым не допускается образование взрывоопасной концентрации водорода в газовой смеси, поступающей на спецгазоочистку (СГО).

Для осуществления реакции горения необходимо поддерживать температуру среды на входе в катализатор не менее чем на 20 $^0$C выше температуры насыщения паров воды. В противном случае может происходить конденсация влаги на поверхности платинового катализатора, что крайне негативно сказывается на его эффективности.

Установка дожигания водорода рассчитана таким образом, чтобы при каталитическом окислении молекулярного водорода из парогазовой смеси концентрация водорода в газовом потоке, направляемом на СГО, во всех режимах работы системы не превышала 1% объемного. Это достигается благодаря применению эффективного катализатора и создания соответствующих температурных и аэродинамических условий работы оборудования.

Согласно проекта критерием выполнения функций системы TS10 является:

- сжигание водорода, содержащегося в выпаре деаэратора подпитки до концентрацией 0,3%, при максимальном расходе выпаре 120 кг/час, соответствующего максимальному расходу продувки-подпитки 1 контура 60 т/час;
- непревышение температуры газов на выходе из системы 343 град.К (70 $^0$C);
- непревышение расчетного давления газов на выходе из системы 0,05 мПа (0,5 кгс/см$^2$).

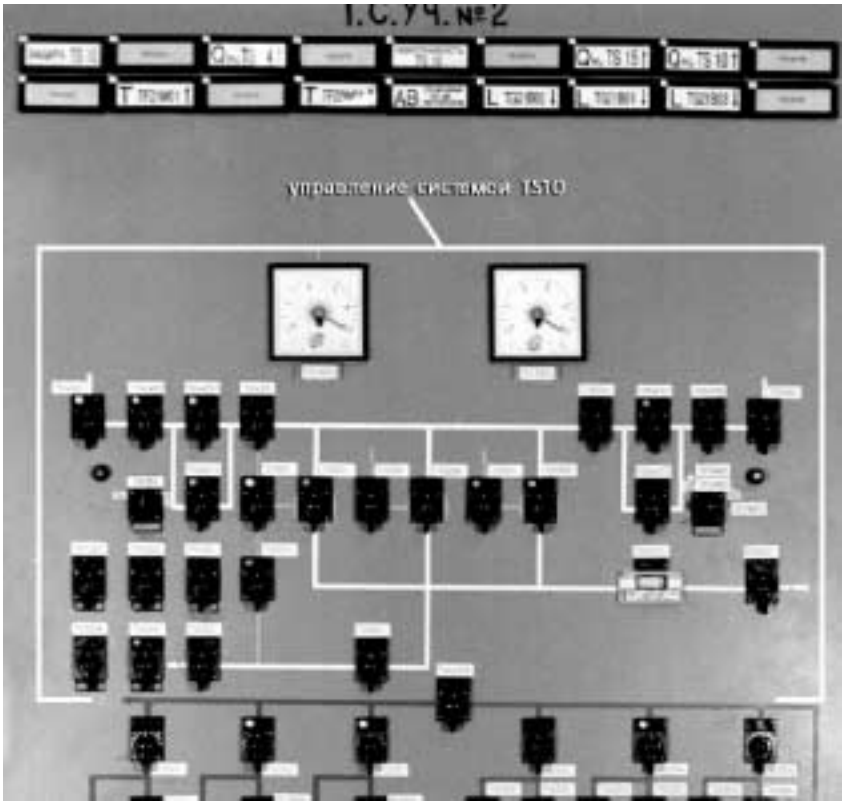
# Состав системы дожигания водорода TS10

Основной объем оборудования расположен непосредственно в помещении деаэратора подпиточной воды А-423 для уменьшения протяженности трубопроводов с водородсодержащей радиоактивной газовой смесью и включает:

- Охладитель выпара TS10W01;
- Охладитель газа TS10W02;
- Газодувки TS11,12,13D01;
- Электронагреватель TS14,15W01;
- Контактный аппарат с электронагревателем TS14,15B01;
- Холодильник-сепаратор TS10W03;
- Бак-гидрозатвор TS10B03.

Дополнительно в помещении А-753 расположены буферные емкости TS10B01,B02.

Аппараты управления оборудованием, лампы индикации и табло сигнализации по системе дожигания водорода TS10 расположены на несистемной панели БЩУ НУ09.



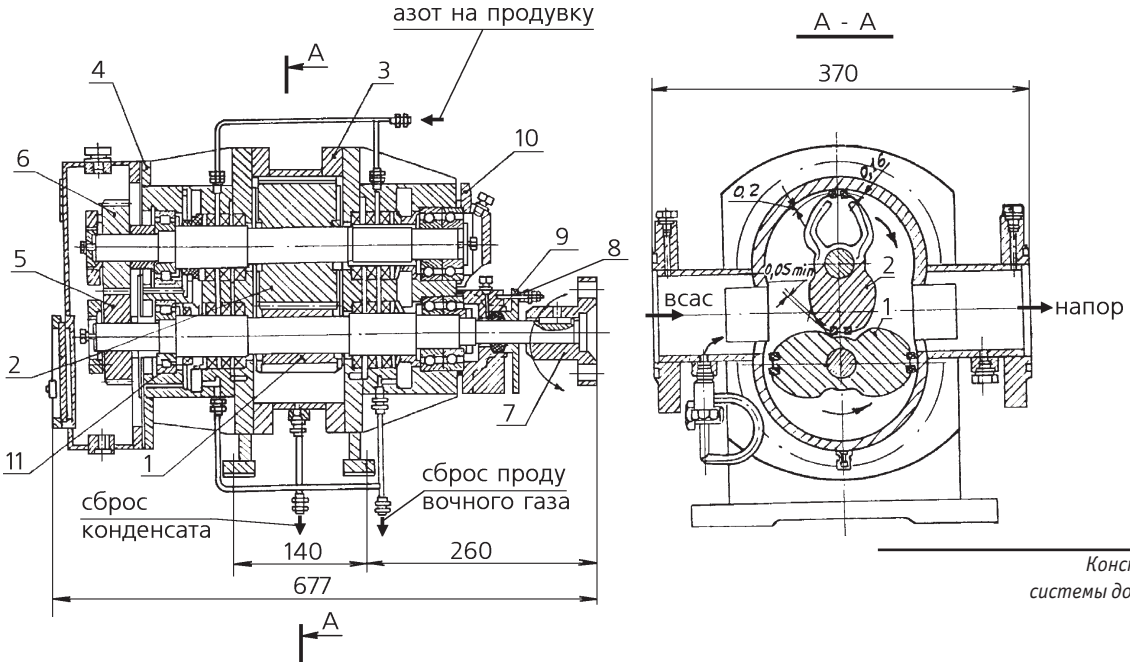

*Общий вид панели НУ09 БЩУ*

Принятое в проекте резервирование активных элементов системы и построение схемы позволяет обеспечить непрерывный режим работы во всех режимах нормальной эксплуатации и допускает возможность ремонта неисправного оборудования без потери требуемых функций системы.

Для уменьшения концентрации водорода на всас газодувок, а также для уплотнения газодувок подается азот низкого давления из системы газовых сдувок (ТР). Для обеспечения процесса окисления водорода на всас газодувок подается кислород.

# Конструкция газодувок TS11,12,13D01

Газодувки предназначены для прокачивания газа через контактные аппараты системы дожигания водорода TS10 и поставляются в сборе с электродвигателями на общей фундаментной плите. Валы газодувки и электродвигателя соединены упругой втулочно-кольцевой муфтой, которая закрывается кожухом из листовой стали. Газодувки систем дожигания водорода и спецгазоочистки (СГО) унифицированы между собой и отличаются только эл.двигателями. Газодувки системы дожигания водорода TS11-13D01 имеют более мощный эл.двигатель с большей скоростью вращения, что обеспечивает производительность по перекачиваемому газу 200 нм$^3$/час (вместо 60 нм$^3$/час у СГО).




*Конструкция газодувки системы дожигания водорода*

*1-ротор ведущий*
*2-ротор ведомый*
*3-корпус*
*4-кожух*
*5-шестерня ведущая*
*6-шестерня ведомая*
*7-полумуфта*
*8-пружина*
*9-сальниковое уплотнение (шнур АГ-1)*
*10-крышка подшипника*
*11-роликоподшипник*

Газодувки расположены в помещении деаэратора подпиточной воды А-423 негерметичной части РО на средней площадке (отметка 16.3).

Газодувка представляет собой герметичную ротационную машину объемного действия типа РУТС. Корпус газодувки сварной, выполнен из нержавеющей стали и состоит из цилиндра и 2-х патрубков с фланцами. На фланцах имеются отверстия под штуцера для измерения давления. В нормальных расточках вращаются два ротора одинакового профиля с небольшими зазорами между собой и корпусом, герметизирующиеся при помощи фторпластовых уплотнений.

Зазоры между самими роторами, роторами и корпусом газодувки исключают необходимость подачи смазки внутрь корпуса. Вращение роторов синхронизируются парой стальных косозубых цилиндрических шестерен. При вращении роторов газ механически переносится роторами со стороны всасывания на сторону нагнетания.

Проточная часть газодувки отделена от подшипниковых узлов промежуточными полостями и четырьмя бесконтактными кольцевыми уплотнениями, которые состоят из набора стальных и графитопластовых колец.

Конструкция газодувки предусматривает продувку азотом уплотнений для исключения утечки перекачиваемого газа через концевое уплотнение и попадания паров масла в проточную часть, для чего согласно алгоритмам ТЗиБ при включении газодувки автоматически открывается арматура подачи азота TS11(12,13)S01 на уплотнения. По данным завода-изготовителя при отсутствии продувки утечка рабочего газа через концевое уплотнение вала должна быть не более 0,1 гр/с, при этом утечка паров смазки в проточную часть составляет величину порядка 0,1 мг на 1 кг газа.

Концевое уплотнение на валу ведущего ротора выполнено в виде трущегося сальника с асбестовой набивкой и поджимается двумя цилиндрическими пружинами.

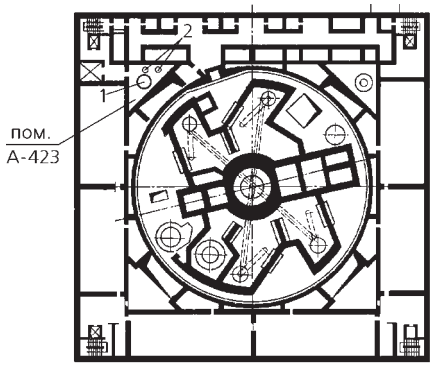
Система смазки шестерен - циркуляционно-барботажная. Для смазки шестерен и радиальных подшипников используется масло индустриальное типа И-50А или И-20А. Объем заправки масла - 4 литра. Для смазки радиально-упорных подшипников используется смазка ВНИИ НП-242.

Эксплуатация газодувок системы дожигания водорода TS11(12,13)D01 имеет некоторые особенности. Главной особенностью машин этого типа являются малые зазоры порядка 0,2 мм между валами и корпусом.

При работе газодувок происходит небольшой разогрев корпуса и валов вследствие сжатия перекачиваемого газа. Совершенно недопустима работа газодувок этого типа в безрасходном режиме, так как ее проточная часть охлаждается расходом перекачиваемой среды. В этом случае произойдет заклинивание роторов в корпусе вследствие их сильного теплового расширения.

Также должно быть исключено наличие в перекачиваемом газе механических включений и, что более существенно для системы TS10, капельных жидкостей, так как вязкое трение также приводит к разогреву и заклиниванию роторов.

*План здания РО на отметке 19.20*
*1-головка ДП ТК10В01*
*2-контактные аппараты TS14, 15B01*



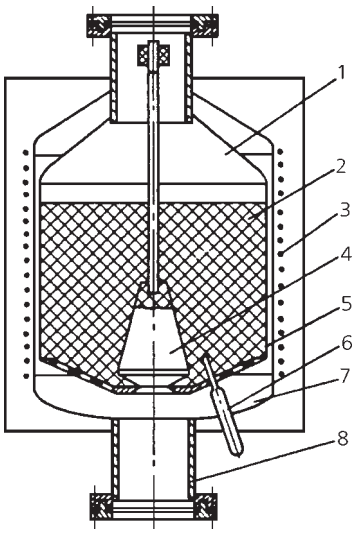
*Технические характеристики газодувки*

| Наименование | Величина |
|---|---|
| Марка газодувки | AE21-80-2A |
| Производительность | 200 нм3/час |
| Напор, кПа (кгс/см$^2$) | 60 (0,6) |
| Степень повышения давления | не менее 1,8 |
| Мощность электродвигателя, кВт | 7,5 |
| Частота вращения | 2912 об/мин |
| Температура всасываемого газа $^0$C | от -30 до +50 |
| Расход азота на уплотнение, кг/час | 14,4 |
| Материал корпуса | нержавеющая сталь |

# Контактный аппарат TS14(15)B01

*Конструкция контактного аппарата TS14(15)B01*

*1-эллиптическое днище*
*2-катализатор типа ОПК-2*
*3-наружный электронагреватель*
*4-запорное устройство*
*5-корзина*
*6-термометр*
*7-корпус*
*8-выходной патрубок*




Контактные аппараты расположены в помещении деаэратора подпиточной воды А-423 негерметичной части РО на верхней площадке (отметка 19.2).

Контактный аппарат Д36.399.000 80 по ТУ ОНН.531.686-74 - емкостного типа, выполнен в виде цилиндрического сосуда диаметром 400 мм, внутри которого находится корзина с шариковым платиновым катализатором. Катализатор размещен внутри корзины для уменьшения температурных напряжений, связанных с резким приростом температуры в небольшом по высоте слое катализатора. Между корзиной и корпусом контактного аппарата имеется зазор.

Катализатор ОПК-2 по ТУ 6-02-7-81-76 представляет собой платиновую чернь, нанесенную на шарики окиси алюминия диаметром 3,5-6 мм. Максимально допустимой для катализатора типа ОПК-2 считается температура 397 $^0$C. Особенностью катализатора ОПК-2 является малое содержание в его составе вызывающих коррозионное растрескивание оборудования ионов хлора, составляющее 0,01-0,04 г/кг.

Газовая смесь поступает сверху в корзину, проходит слой катализатора и выходит через нижний патрубок.

Для замены катализатора в нижней части предусмотрен затвор. Через открытый затвор, нижний патрубок, катализатор высыпается в контейнер. Загрузка катализатора производится через верхний патрубок при закрытом затворе.

Для предотвращения конденсации пара на катализаторе в период пуска установки на наружном корпусе КА размещен электронагреватель. Нагреватель выполнен из нихромовой проволоки, заключенной в корреритовые бусы и состоит из двух нагревательных блоков. Время разогрева КА до температуры катализатора 130 $^0$C составляет 10-15 часов. Температура внутри аппарата контролируется двумя, а снаружи - одним термометрами сопротивления. В качестве теплоизоляции используется минеральная вата типа “ВР”.

*Технические характеристики контактных аппаратов*

| Наименование | Величина |
|---|---|
| Производительность по парогазовой смеси | 300 нм$^3$/час |
| Давление рабочей среды, кгс/см$^2$ | 1,25 |
| Напряжение на электронагревателе, В | 110 |
| Мощность электронагревателя ОКБ-1586, кВт | 4,5 |
| Общий объем катализатора, литров | 25 |
| Гидравлическое сопротивление, кгс/см$^2$ | 0,2 |
| Температура рабочей среды, $^0$C | 230-280 |
| Общий объем аппарата, литров | 65 |

# Работа системы дожигания водорода TS10

Система дожигания водорода TS10 функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации блока, включая пуски и остановы, переходные режимы, а также при авариях, не связанных с разуплотнением первого контура или потерей электропитания собственных нужд.

При нормальной эксплуатации системы TS10 в работе находятся: одна газодувка, один электронагреватель, один контактный аппарат. Вторая нитка находится в горячем резерве.

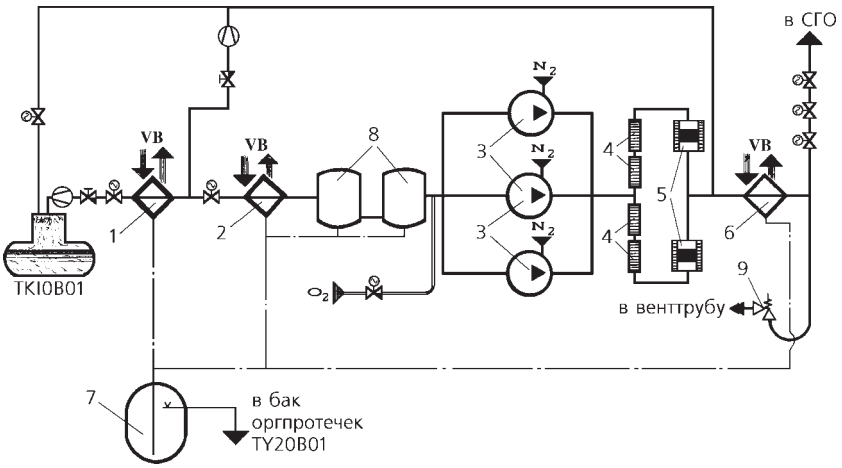
При работе блока на мощности допускается вывод в ремонт одной технологической нитки системы сжигания водорода на срок до 8 часов. Если работоспособность этой нитки не восстановлена в течение указанного времени, блок должен быть переве

ден в “горячее” или “холодное” состояние и вывод теплоносителя из 1 контура должен быть снижен до минимума.

Управление системой дожигания реализовано с помощью следующих блокировок, формирующих управляющие воздействия по перечисленным ниже условиям:

- автоматическое переключение с рабочей спирали на резервную, в случае неисправности рабочей;
- автоматическое переключение с рабочей газодувки на резервную, в случае неисправности рабочей;
- автоматическое открытие (закрытие) соответствующей арматуры при переключении газодувки;
- автоматическое отключение рабочей нитки при повышении концентрации водорода более 3,5% и кислорода более 5%;
- автоматическое включение продувки деаэратора азотной газовой смесью при снижении давления менее 0,1 кгс/см$^2$.

Парогазовая смесь из деаэратора продувки-подпитки TK10B01 расходом до 130 кг/час и давлением до 1,2 кгс/см$^2$ (абс.) поступает в охладитель выпара TS10W01, где пар конденсируется. Из TS10W01 отсепарированный конденсат отводится по трубопроводу 18х2,5 в бак-гидрозатвор TS10B03, а из него по трубе 38х3 в приямок организованных протечек TY20B01.




*Упрощенная схема системы дожигания водорода*

*1-охладитель выпара TS10W01*
*2-охладитель газов TS10W02*
*3-газодувки TS11, 12, 13Д01*
*4-электронагреватели TS14, 15W01*
*5-контактные аппараты TS14, 15B01*
*6-хлодильник-сепаратор TS10W03*
*7-бак гидрозатвор TS10B03*
*8-буферные емкости TS10B01, 02*
*9-предохранительные клапаны*

Неконденсирующиеся газы - кислород, азот, водород, и радиоактивные благородные газы направляются в охладитель газов циркуляции TS10W02. Повторно отсепарированный конденсат по трубопроводу 18х2,5 отводится в бак-гидрозатвор TS10B03. В охладитель TS10W02 поступает также рециркулирующий поток газов, основным компонентом которого является азот.

В охладителе газов неконденсирующиеся газы смешиваются с циркулирующим азотом. Так как расход газов в циркуляционном контуре, равный 200 нм$^3$/час, значительно превышает расход поступающих из TK10B01, то газовая смесь разбавляется и концентрация водорода снижается до взрывоопасной (в любом режиме концентрация водорода в системе TS10 не должна превышать 2%).

Большое количество теплообменников и устройств сепарации влаги установлено по условиям:

- работоспособности газодувок TS11-13D01;
- эффективности работы катализатора ОПК-2.

В качестве теплоносителя в теплообменниках TS10W01,02 используется техническая вода группы “В”. С учетом неразборной сварной конструкции указанных теплообменников это делает трудным поддержание температуры на всасе TS11-13D01 менее 50 $^0$C при неизбежном заиливании т/о. При повышении же температуры выше 50 $^0$C на всасе TS11-13D01 происходит отключение работающей газодувки действием ТЗиБ и сбой с трудом налаженного режима работы всей системы. Особенно это актуально летом, а также если ДП работает в паровом режиме. Для проведения пневмогидроочистки т/о на системах TS10 РО Балаковской АЭС была смонтирована подача сжатого воздуха в линию техводы VB39 на охлаждение теплообменников системы дожигания.

Образующаяся газовая смесь поступает в буферные емкости TS10B01,B02 общим объемом 9 кубических метров, которые предназначены для обеспечения нормальной работы системы измерения и регулирования с учетом их инерционности и до

полнительной осушки воздуха. Конденсат из буферных емкостей TS10B01,B02 отводится по трубе 25х3 в бак- гидрозатвор TS10B03.

Из буферных емкостей TS10B01,B02 газовая смесь забирается газодувкой TS11(12,13)D01 и прокачивается, через электронагреватель TS14(15)W01 и контактный аппарат TS14(15)B01.

Электронагреватель TS14(15)W01 фактически представляет собой участок трубопровода системы перед контактным аппаратом, обмотанный нихромовой проволокой, при его запитке происходит разогрев этого участка трубопровода и проходящего по нему газа. В электронагревателе TS14(15)W01 газы подогреваются до температуры 130 $^0$C, т.е. на 30 градусов выше температуры конденсации водяного пара.

Длительная эксплуатация системы при температуре парогазовой смеси ниже 120 градусов может привести к частичной конденсации пара на катализаторе и, следовательно к резкому снижению эффективности работы установки. Поэтому согласно пункту 15.5.11 "Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций" запрещается длительная (более 3 часов) эксплуатация установки дожигания водорода, если температура поступающего на контактный аппарат газа ниже 120 градусов.

В контактном аппарате на катализаторе ОПК-2 окисляется водород:

$$2H_2 + O_2 = 2H_2O + 136{,}8 \text{ ккал};$$

Согласно проектным данным необходимый для сжигания кислород должен подаваться в систему с расходом примерно 1 нм$^3$/час с таким расчетом, чтобы концентрация его газовой смеси перед КА составляла 2 % объемных. При этом максимальный расход кислорода в систему не должен превышать 2.5 нм$^3$/час.

Ограничение подачи кислорода связано с тем фактором, что именно кислород и является одним из мощнейших коррозионно-активных элементов, который удаляется из воды при помощи деаэратора. При подаче в систему TS10 избыточного относительно потребностей горения количества кислорода будет происходить накопление его избытка в газовой смеси циркуляционного контура, а в некоторых режимах газовая смесь циркуляционного контура может продуваться через головку деаэратора.

Кроме того, часть газовой смеси после дожигания водорода поступает на фильтры системы СГО, активированный уголь которых обладает повышенной пожароопасностью.

Для подачи и регулирования концентрации кислорода имеется линия кислорода с АКС с установленным на ней регулирующим клапаном TS10S22. Предусмотрены замер концентрации кислорода перед электронагревателями TS14(15)W01 кислородомерами типа ГГТМК-11М и автоматический регулятор TS00C01, отслеживающий концентрацию кислорода на уровне 2% воздействием на TS10S22.

При эксплуатации системы выяснилось что автоматическое поддержание концентрации кислорода затруднено из-за низкой надежности и высокой погрешности измерений. В частности из-за применения длинного трубопровода Ду18 для транспортировки среды от места отбора на отметке 19.2 до установленного на отм.41 кислородомера система замера очень медленно и с сильным запаздыванием реагирует на изменения концентрации $O_2$.

Также нужно отметить, что отбор газовой смеси на кислородомеры производится с применением гибких шлангов, при неплотности которых будет происходить подсос воздуха из помещений и сильное завышение показаний. Проще говоря, в этом случае кислородомер будет всегда стоять на зашкале, так как показывающий прибор типа М-316 на БЩУ имеет предел показаний 5%, а воздухе кислорода содержится 20%.

Поскольку в обычном воздухе содержится до 20% кислорода, то при наладке TS10 в целях эксперимента пробовали производить подачу кислорода в систему путем подсоса воздуха через приоткрытый воздушник в районе TS10B01,02 при закрытых TS10S21,22. Результат был положительным.

Реакция окисления водорода в контактном аппарате идет с выделением тепла. В зависимости от концентрации водорода в газовой смеси температура внутри контактного аппарата может достигать 150-330 $^0$C, причем при температуре внутри КА более 330 $^0$C производится его вывод из работы действием ТЗиБ для предотвращения повреждения катализатора. Температура в контактном аппарате определяется исходной температурой газовой смеси и создаваемым приращением температуры за счет тепловыделения при сгорании водорода. При адиабатическом сжигании 1% (объемного) водорода температура парогазовой смеси возрастает на 70 $^0$C.

Поэтому содержание водорода в парогазовой смеси на входе в катализатор должно быть не более 3%, иначе температура в КА будет больше 330 $^0$C.

После КА часть газа, равная количеству газов, поступающих из ТК10В01, направляется в охладитель-сепаратор TS10W03, где происходит конденсация образовавшихся при сжигании водяных паров. Особенность конструкции охладителя-сепаратора TS10W03 состоит в наличии во внутренней его части наклонных перегородок для сепарации влаги. Конденсат по трубе 18х2,5 отводится в бак-гидрозатвор TS10B03, а осушенная газовая смесь подается в нитку TS20, работающую через TS21-23S01 в режиме "основной рабочей" без работающей в ней газодувки.

Таким образом, основная часть газов после КА TS14(15)B01 поступает в контур циркуляции и по трубопроводу Ду80 идет на разбавление водорода, поступающего из ТК10В01. Небольшая часть газа (от 10 до 45 нм$^3$/час) идет на очистку в СГО (спецгазоочистку) и далее удаляется через вентиляционную трубу энергоблока.

Расход газа в контуре циркуляции составляет 200 нм$^3$/час, что должно обеспечивать по расчетам проектировщиков концентрацию водорода в неаварийных режимах работы от 0,2 до 2% объемных. Согласно алгоритмам ТЗиБ нормальным является расход газа в контуре более 180 м$^3$/час, а при расходе менее 144 м$^3$/час производится отключение работающей газодувки TS11(12,13)D01 и эл.нагревателя TS14(15)W01 из-за опасности создания высоких концентраций водорода.

На случай превышения давления в системе TS10 выше допустимого предусмотрен сброс газа в венттрубу блока через предохранительные клапана прямого действия (для блока №1 - гидрозатворы), установленные на выходе из системы дожигания.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы TS10

## События, происшедшие в апреле-мае 1994 года на Хмельницкой АЭС

Согласно отчета на 1 энергоблоке Хмельницкой АЭС 24.04.1994 года в 20:00 по данным химического контроля обнаружено превышение концентрации кислорода в теплоносителе 1 контура более максимально-допустимого уровня 0,005 мг/дм$^3$. С целью ликвидации данного отклонения качества теплоносителя в 22:30 начата подача раствора гидразин-гидрата в подпиточную воду, что не привело к уменьшению концентрации кислорода в теплоносителе до необходимого уровня не более 0,005 мг/дм$^3$. В период 25.04 - 06.05.94 с целью устранения данного отклонения от условия безопасной эксплуатации АЭС принимались дозирование в подпиточную воду растворов гидразин-гидрата и аммиака, однако нормализация водно-химического режима не была достигнута и 08.05.94 энергоблок был остановлен для выяснения и устранения причин нарушения ВХР.

Непосредственными причинами событий комиссией по расследованию определены нарушения режима работы системы дожигания водорода и дегазации в ДП при снижении расхода выпара вследствие залива водой теплообменников TS10W01,02 системы TS10 из-за непроходимости дренажей при попадании в них платинового катализатора.

Еще в 1992 на 1 энергоблоке Хмельницкой АЭС произошло повреждение корзины контактного аппарата с попаданием катализатора ОПК-2 через появившиеся неплотности в систему дожигания. В периоды ППР-92 и ППР-93 не было произведено полное удаление попавшего в систему TS10 катализатора, что явилось причиной последующего забивания большого количества трубопроводов и повреждения арматуры в системе.

Вышеуказанное повреждение в 1992 году корзины контактного аппарата системы TS10 с выносом платинового катализатора могло также оказать влияние на усиленное разложение дозируемого в подпиточную воду для связывания кислорода гидразина (главным образом в контуре циркуляции организованных протечек чрез бак организованных протечек), однако согласно акта "данное предположение представляется необоснованным без результатов обследования головки деаэратора подпитки и бака организованных протечек на предмет наличия катализатора".

По Международной шкале оценки опасности событий (ИНЕС) данное событие было оценено уровнем 1. Столь высокая оценка была обусловлена тем, что эти события оказали негативное влияние на состояние безопасности АЭС, обусловленное снижением ресурса оборудования первого контура и ТВС вследствие возможного усиления коррозионных процессов, а также смывом с ТВС и осаждением на внутренних поверхностях 1 контура радиоактивных загрязнений.

Учитывая неудовлетворительное коррозионное состояние поверхности антикоррозионной наплавки корпуса реактора в предпусковой период, а также обнаруженный в период ППР-94 рост коррозионных язв, которые могли быть связаны с повышенным содержанием углерода в наплавочном материале (до 0,16% по сравнению с регламентируемым уровнем 0,04%), представляется необходимой оценка влияния рассматриваемых нарушений, в первую очередь, на коррозионное состояние корпуса реактора.

# Система спецгазоочистки TS20

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Описать назначение системы спецгазоочистки TS20.
- Описать взаимодействие системы TS20 со следующими системами: TY, TS10, TP, VF, TN, вентрубой АЭС.
- Описать устройство и основные технические характеристики следующих компонентов системы СГО:
  - Самоочищающихся фильтров TS21-23N01;
  - Цеолитовых фильтров TS21-23N02,03;
  - Угольных фильтров-адсорберов TS21-23N04-07;
  - Газодувок TS21-23D01,02;
  - Электронагревателей контура регенерации TS33W02,03;
  - Теплообменников TS21-23W01,02 и TS31-33W01.
- Баков-гидрозатворов TS21,22,23B01
- Нарисовать принципиальную схему системы СГО на примере любой ее нитки.
- Описать особенности работы нитки СГО TS21(22,23) на очистку сдувок с из TY и с TB30, или из системы TS10.
- Описать технологию регенерации цеолитовых фильтров TS21-23N02,03.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы спецгазоочистки TS20.**

# Назначение системы спецгазоочистки TS20

На энергоблоках с РУ ВВЭР-1000 можно выделить две разновидности образующихся радиоактивных газов: воздух производственных помещений, в которых находится оборудование с активным теплоносителем и сдувки из технологического оборудования. Первая характеризуется малой активностью, но большим расходом воздуха, вторая, напротив, отличается большой активностью, но относительно малым расходом воздуха. Наиболее сложными с точки зрения обработки и последующей очистки являются технологические сдувки, что связано, опять же, с их достаточно высокой активностью.

Технологические сдувки появляются в результате удаления воздуха из содержащих радиоактивный теплоноситель реактора, ПГ, компенсатора давления, баков, фильтров, емкостей, теплообменников или в результате продувки газовых полостей технологического оборудования, мест возможного скопления водорода. Основной причиной загрязнения технологических сдувок радионуклидами являются микронеплотности в оболочках твэлов, в результате чего в теплоноситель поступают РБГ и ряд нуклидов, находящихся при высокой температуре в газообразном состоянии, в частности, йод.

Соответственно для сбора и переработки образующихся в процессе эксплуатации РУ технологических сдувок спроектирована и эксплуатируется система очитки технологических сдувок (СГО). Согласно проекта оборудование системы спецгазоочистки маркируется как TS20.

В соответствии с п. 3.2.25. ТОБ система очистки технологических сдувок (спецгазоочистка) предназначена для уменьшения выброса радиоактивных инертных газов, радиоактивного йода и аэрозолей из газообразных сдувок технологического оборудования РО, выделяющихся во всех режимах эксплуатации.

Система спецгазоочистки TS20 предназначена для очистки от радиоактивных загрязнений технологических сдувок, поступающих из:

- охладителя организованных протечек TY10W01;
- приямка (бака) организованных протечек TY20B01;
- баков боросодержащих вод TB30B01,02;
- системы дожигания водорода TS10.

Кроме того, в систему СГО периодически могут поступать сдувки из:

- гидроемкостей CA03 УТ11-14B01;
- теплообменников охлаждения бассейна выдержки.

Спецгазоочистка является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности, в части обеспечения функций по удержанию радиоактивных продуктов в установленных границах и относится к I категории сейсмостойкости в соответствии с “Номами проектирования сейсмостойких АЭС”.

Критериями проектирования для системы являются:

- в режимах нормальной эксплуатации и при авариях, исключая аварии с повышением давления под оболочкой выше 1,3 кгс/см$^2$ (абс), основным критерием работоспособности системы является обеспечение очистки газовых сдувок на 2 - 2,5 порядка (по ИРГ);
- степень очистки газа по ИРГ, йодам и аэрозолям при нормальной эксплуатации должна исключить превышение предельно-допустимых норм по выбросам радиоактивных веществ, установленных действующими нормативами.

Система функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации включая переходные режимы, а также в режимах обесточения.

# Описание технологической схемы спецгазоочистки

Конструктивно система СГО состоит из 3-х независимых одинаковых по устройству взаимозаменяемых линий (здесь и далее мы будем именовать их “нитками”):

- основной, работающей постоянно и обеспечивающей очистку газа после системы дожигания водорода;

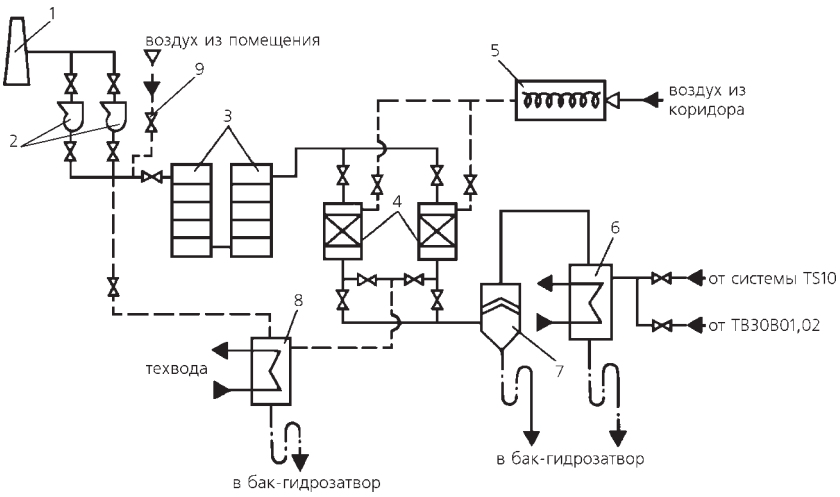
вспомогательной, обеспечивающей постоянную очистку газовых сдувок из баков боросодержащих вод TB30B01,02, охладителя организованных протечек TY10W01, приямка организованных протечек TY20B01;

резервной.

Каждая из ниток обеспечивает очистку радиоактивных газов с расходом до 60 нм$^3$/час, однако оптимальной является работа нитки с расходом газа на очистку до 12 нм$^3$/час. Все газовые сдувки, во избежание образования в них взрывоопасных концентраций водорода, разбавляются азотом.

В настоящее время в промышленности очистка воздуха от радиоактивных газов и аэрозолей осуществляется, как правило, в две ступени. Этот технический прием использован в системе спецгазоочистки TS20. На первой ступени производится грубая очистка воздуха на самоочищающихся фильтрах TS21-23N01.

В качестве фильтрующего материала для самоочищающегося фильтра применяется стекловолокно. Его главное достоинство - продолжительный срок службы, оно стойко по отношению к кислотам и щелочам.




*Упрощенная схема системы СГО (на примере нитки TS 21)*

*1 - венттруба блока*
*2 - газодувки TS21Д01,02*
*3 - фильтр-адсорбер TS21N04-07*
*4 - цеолитовые фильтры TS21N02,03*
*5 - нагреватель контура регенерации TS31W02,03*
*6 - теплообменники TS21W01,02*
*7 - самоочищающийся фильтр TS21N01*
*8 - теплообменник контура регенерации TS31W01*

Помимо аэрозолей на этом этапе улавливаются мельчайшие капельки влаги, поэтому фильтры оборудованы дренажами. При работе самоочищающегося фильтра из стекловолокна желательна повышенная влажность входящего на очистку воздуха. В этом случае фильтрующая насадка из стекловолокна поддерживается во влажном состоянии за счет конденсации пара.

Увлажнение исключает затвердение осадка загрязнений и обеспечивает его непрерывное удаление с фильтрующего материала в виде раствора или пульпы, что исключает частую замену стекловолокна. Коэффициент очистки таких фильтров достаточно высок.

На второй ступени для очистки воздуха от короткоживущих РБГ применяют адсорбционные фильтры (колонны) TS21-23N04-07. В качестве засыпки для таких фильтров используют активированный уголь.

Адсорбционные колонны, загруженные активированным углем, позволяют достигать очень высокой степени очистки (выше 99%). Для короткоживущих радионуклидов они действуют по принципу “вечных колонн”, которые работают в непрерывном режиме; срок их службы определяется только износом сорбента.

В вечных колоннах одновременно с адсорбцией происходит естественный распад радионуклидов, задержанных в сорбенте. При объеме адсорбера 20 м$^3$ время задержки криптона составляет 3,5 суток, ксенона более 42 суток (периоды полураспада криптона-85 и ксенона-133 составляют соответственно 44 часа и 5,29 суток).

Радиоактивный йод также достаточно хорошо сорбируется на активированном угле при комнатной температуре. Хуже сорбируется йод, находящийся в виде соединений, например, метилйодид $CH_3J$.

Коэффициент очистки для него при комнатной температуре составляет около 50 и увеличивается с понижением температуры. При температуре минус 180 $^0$C (температура жидкого азота) йод сорбируется полностью, однако поддержание такой температуры технически очень сложно и в системе СГО не производится.

Свойства активированного угля как адсорбента определяются характером его пористой структуры, так как основным работающим звеном при адсорбции газов угольным адсорбером являются микропоры, а размеры и количество микропор в угле зависят от способа приготовления, так как угли отличаются друг от друга плотностью, объемом пор, размерами гранул и поэтому имеют разные коэффициенты адсорбции.

По результатам исследований для применения в системах очистки технологических сдувок АЭС рекомендуют применять торфяной уголь серно-калиевой активации типа СКТ-3, отличающийся наиболее высокими значениями коэффициента адсорбции (отношения объемной активности на входе-выходе колонны).

При работе системы спецгазоочистки воздух из самоочищающихся фильтров TS21-23N01 выходит влажным. Однако адсорбционные колонны с активированным углем боятся повышенной влажности, так как при поглощении влаги происходит существенное снижение его адсорбционных свойств по отношению к инертным газам. Так коэффициент адсорбции криптона и ксенона на увлажненном угле существенно ниже, чем на сухом.

Также накопление влаги приводит к слипанию частиц адсорбента.

Для осушки воздуха обычно устанавливаются либо сорбционные фильтры, улавливающие влагу, либо повышают температуру воздуха на 5-10 $^0$C. В системе СГО TS20 для поглощения излишней влаги перед фильтрами-адсорберами установлены цеолитовые фильтры TS21-23N02,03. В системах очистки технологических сдувок АЭС для осушки газа рекомендуют применять цеолит марки $N_aA$, обладающий высокой влагоемкостью и очень слабой адсорбционной способностью по отношению к $K_r$ и $X_e$.

В связи с тем, что работающий цеолитовый фильтр по мере поглощения влаги из воздуха насыщается ею и эффективность его падает, периодически включается предусмотренный в системе резервный фильтр. Затем насыщенный влагой фильтр регенерируются продувкой цеолита нагретым до 400-450 $^0$C воздухом. Поскольку цеолит марки $N_aA$, практически не сорбирует йод, ксенон и криптон, поэтому в процессе регенерации в венттрубу выбрасывается незначительное количество радиоактивных изотопов.

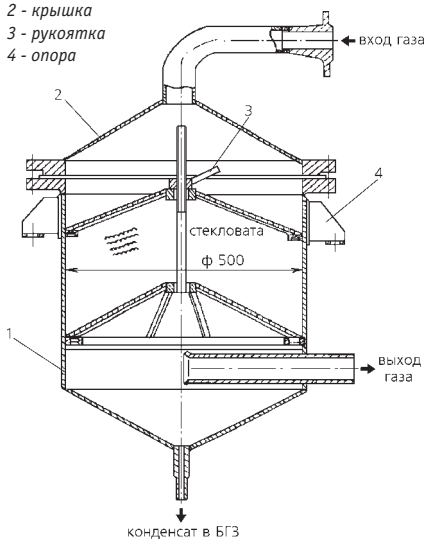
Активированный уголь фильтров-адсорберов адсорбирует значительное количество воздуха. Поэтому при изменении давления газа в системе наблюдается переходные процессы, обусловленные адсорбцией или десорбцией воздуха. Чтобы обеспечить работоспособность системы в любом режиме, всас газодувок оборудован автоматической системой поддержания постоянного разряжения в фильтров-адсорберов (установлены регулирующие клапаны TS21-23S13).

Арматура и оборудование СГО запитаны от секций 2 категории надежного питания, которые в случае обесточения получают энергоснабжение от дизель-генератора. Однако при обесточении секции надежного питания любой СБ автоматического включения газодувок TS21-23D01,02 не происходит. Они могут быть включены, в случае необходимости, с КУ БЩУ при наличии запаса по мощности дизеля после окончания запуска всех механизмов СБ по программе ПСП.

Принятые в проекте принципы построения системы спецгазоочистки обеспечивают устойчивую работу каждой линии очистки газов технологических сдувок в пределах проектных режимов работы энергоблока.

*Конструкция фильтра самоочищающегося*

*1 - корпус*
*2 - крышка*
*3 - рукоятка*
*4 - опора*




# Описание оборудования системы спецгазоочистки

## Самоочищающийся фильтр TS21(22,23)N01

Самоочищающийся фильтр (СОФ) предназначен для очистки технологических сдувок от аэрозолей и воды. Расположены самоочищающиеся фильтры в пом.А-417/1,2,3 негерметичной части РО. Фильтр состоит из цилиндрического корпуса сверхним и нижним днищами. Очищаемый газ подается в фильтр по трубе. Для очистки используется слой стекловолокна диаметром 11 мкм по ГОСТ 5174-49, которая загружается в корпус фильтра поле его гидроиспытаний. Создание необходимой плотности набивки стекловолокна (150 кг/м$^3$) осуществляется сжатием стекловолокна между двумя конусными дисками путем вращения рукоятки.

В процессе работы фильтра капли влаги (аэрозоли) укрупняются и, благодаря конической форме пакетов, стекают по стекловолокну к стенкам, а затем - в нижний корпус, служащий конденсатосборником. В центре нижнего корпуса имеется штуцер для отвода конденсата в бак-гидрозатвор TS21(22,23)B01. В нижней части обечайки корпуса врезан штуцер dy50 для отвода газа на цеолитовые фильтры.

*Техническая характеристика СОФ*

| Наименование | Значение |
|---|---|
| Максимальная производительность, $нм^3$/час | 65 |
| Максимальная температура газа, $^0C$ | 40 |
| Поверхность фильтра, $м^2$ | 0,25 |
| Сопротивление фильтра, $кг/м^2$ | 5,3 |
| Количество загружаемой стекловаты, кг | 13 |
| Высота фильтра, мм | 1000 |
| Диаметр корпуса, мм | 500 |
| Максимальное рабочее давление, $кгс/см^2$ | 0,7 |
| Давление гидроиспытаний, $кгс/см^2$ | 2 |

## Теплообменники TS21,22,23W01,02 и TS31,32,33W01

Теплообменники TS21,22,23W01,02 предназначены для охлаждения подаваемой на очистку в систему СГО парогазовой смеси до температуры 40 $^0C$, приемлемой по условиям эксплуатации оборудования системы и достижения оптимальной степени очистки. Теплообменники TS31,32,33W01 предназначены для охлаждения выходящего после регенерации ЦФ воздуха до температуры менее 50 $^0C$ по условиям работоспособности газодувок TS21-23D01,02.

Все девять теплообменников - кожухотрубного типа и выполнены конструктивно одинаковыми. Расположены они на отметке 13.2 негерметичной части РО в помещениях А-417/1,2,3.

*Технические характеристики теплообменников*

| Параметр | Среда | TS21-23W01 | TS21-23W02 | TS31-33W01 |
|---|---|---|---|---|
| Расход, $нм^3$/час | газ | 150 | 150 | 150 |
| Рабочее давление, $кгс/см^2$ | газ | 0,9 | 0,9 | 0,7 |
| | вода | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| Температура входа, $^0C$ | газ | 45 | 35 | 220 |
| | вода | 20 | 10-15 оС (ПЭМ) | 20 |
| Температура выхода, $^0C$ | газ | 35 | 20 | 40 |
| | вода | 30 | 15 | 35 |
| Поверхность теплообмена, $м^2$ | | 4,7 | | |
| Высота т/о, мм | | 2357 | | |

## Цеолитовые фильтры TS21(22,23)N02,N03

Цеолитовые фильтры предназначены для глубокой осушки газа. Расположены фильтры в пом.А-418/1,2,3 негерметичной части РО. Каждый цеолитовый фильтр представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат со съемными верхней и нижней плоскими крышками. Цеолит марки NaA засыпается на коническую решетку, покрытой сеткой в два слоя.

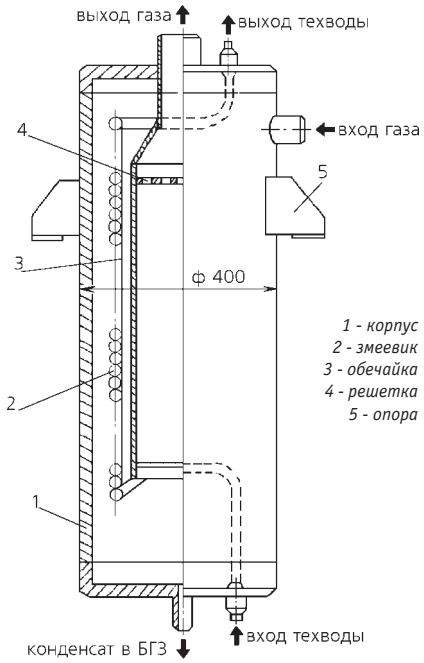
Вход и выход очищаемого газа производится через патрубки Ду50, расположенные на цилиндрической части фильтра. Для отвода тепла, выделяющегося при поглощении цеолитом влаги, цеолитовый фильтр оборудован наружной рубашкой охлаждения и внутренним змеевиком.

Для интенсификации теплообмена в пространстве между корпусом и рубашкой по винтовой линии установлено ребро, которое вместе с корпусом и рубашкой образует винтовой канал. Для компенсации температурных перемещений водяная рубашка охлаждения оборудована двумя линзовыми компенсаторами.

*Техническая характеристика ЦФ*

| Наименование | Значение |
|---|---|
| Производительность фильтра, $нм^3$/час | 65 |
| Температура очищаемого газа, $^0C$ | 20-35 |
| Температура воздуха при рег. вход/выход, $^0C$ | 400-450/200 |
| Рабочее давление газовой смеси, $кгс/см^2$ | 0,7 - 1,2 |
| Рабочее давление охлаждающей воды, $кгс/см^2$ | 3,5 |
| Высота фильтра, мм | 2940 |
| Внутренний диаметр фильтра, мм | 372 |
| Высота засыпки цеолита, мм | 2500 |
| Объем насадки, $м^3$ | 0,22 |
| Масса насадки, кг | 210 |
| Диаметр частиц цеолита, мм | 4 |
| Номинальная влажность на выходе ЦФ, $гр/нм^3$ | 0,01 |
| Максимальная влажность на выходе ЦФ, $гр/нм^3$ | 0,25 |

*Конструкция теплообменников TS21,22,23W01 и TS31,32,33W01*




## Фильтр - адсорбер TS21(22,23)N04-07

Фильтр-адсорбер (ФА) является основной составной частью системы СГО и предназначен для очистки газовой смеси от радиоактивных загрязнений. Фильтр-адсорбер представляет собой сборку из четырех фильтровальных колонн. Колонны устанавливаются вертикально и соединяются последовательно. Расположены колонны в пом.А-419/1,2,3 негерметичной части РО. Каждая колонна представляет собой сосуд с эллиптическими крышками, изготовленный из углеродистой стали марки ВСТ3сп5 с грунтовокой и окраской, стойкой к дезактивирующим растворам.

Сорбент - торфяной уголь серно-калиевой активации типа СКТ-3, отличающийся наиболее высокими значениями коэффициента адсорбции.

| | | *Коэффициент адсорбции* | |
|---|---|---|---|
| *Марка* | *Радио-нуклид* | *+ 40 $^0$C* | *- 30 $^0$C* |
| | *Kr* | *45* | *220* |
| *СКТ-3, плотность 0,5 гр/см$^3$* | *Xe* | *910* | *7000* |

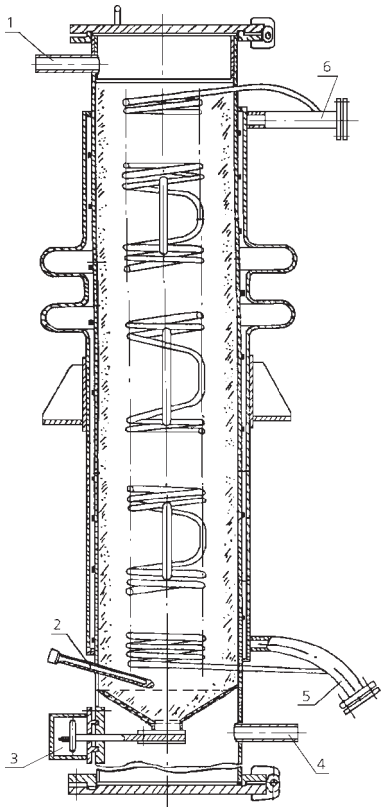
Активированный уголь засыпается через загрузочные люки на сетку, закрепленную на перфорированном листе. Лючки фильтра после загрузки герметизируются. По потоку газа фильтр-адсорбер выполнен двухходовым.

Объем адсорбента и геометрические размеры фильтра-адсорбера выбраны из условий: количества очищаемых газов, температуры адсорбции, минимальной скорости газа на полное сечение аппарата, концентрации радиоактивных изотопов.

*Техническая характеристика ФА*

| *Наименование* | *Величина* |
|---|---|
| *Сорбент - активированный уголь* | *СКТ-3* |
| *Объем сорбента в 1-м фильтре, м$^3$* | *4,8* |
| *Масса сорбента, кг* | *3000* |
| *Максимальный расход очищаемого газа, нм$^3$/час* | *65* |
| *Рабочая температура, $^0$C* | *30* |
| *Рабочее давление, кгс/см$^2$* | *0,7* |
| *Суммарный перепад давления на фильтре, кгс/м$^2$* | *411* |
| *Давление гидроиспытаний, кгс/см$^2$* | *2* |

*Фильтр цеолитовый*




*1 - патрубок входа газовой смеси*
*2 - чехол под термопару*
*3 - устройство для выгрузки цеолита*
*4 - патрубок выхода газовой смеси*
*5 - вход охлаждающей воды*
*6 - выход охлаждающей воды*

## Газодувки TS21,22,23D01,D02

Газодувки предназначены для прокачивания газа через систему спецгазоочистки TS20 и поставляются в сборе с электродвигателями на общей фундаментной плите. Валы газодувки и электродвигателя соединены упругой втулочно-кольцевой муфтой, которая закрывается кожухом из листовой стали. Газодувки системы спецгазоочистки TS20 унифицированы с газодувками системы дожигания водорода и отличаются между собой только эл.двигателями. Газодувки системы СГО TS21-23D01,02 имеют более слабый эл.двигатель с меньшей скоростью вращения, что обеспечивает производительность по перекачиваемому газу 86 нм$^3$/час (вместо 200 нм$^3$/час у TS10).

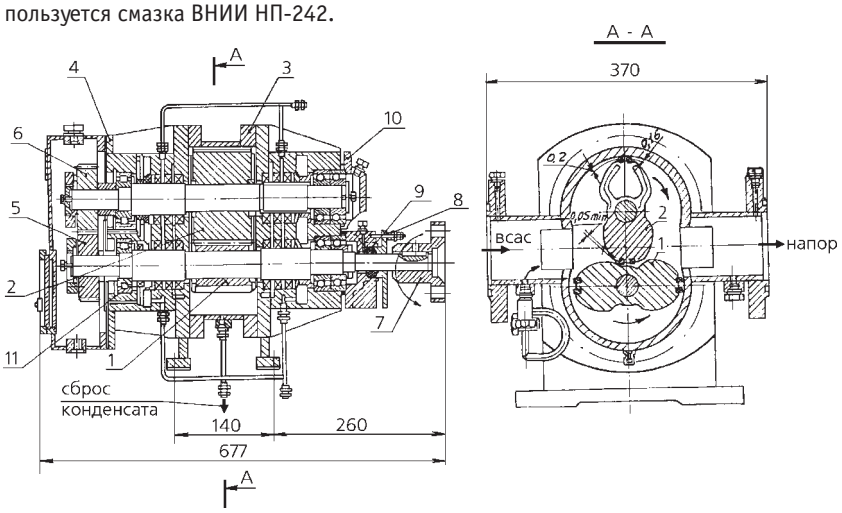
Газодувки системы СГО расположены на отметке 19.2 негерметичной части РО в помещениях А-626/1,2,3.

Газодувка представляет собой ротационную машину объемного действия типа РУТС. Корпус газодувки сварной, выполнен из нержавеющей стали и состоит из цилиндра и 2-х патрубков с фланцами. На фланцах имеются отверстия под штуцера для измерения давления. В нормальных расточках вращаются два ротора одинакового профиля с небольшими зазорами между собой и корпусом, герметизирующиеся при помощи фторпластовых уплотнений. Наличие зазоров между самими роторами, роторами и корпусом газодувки исключают необходимость подачи смазки внутрь корпуса.

Вращение роторов синхронизируются парой стальных косозубых цилиндрических шестерен. При вращении роторов газ механически переносится роторами со стороны всасывания на сторону нагнетания.

Проточная часть газодувки отделена от подшипниковых узлов промежуточными полостями и уплотнения четырьмя бесконтактными кольцевыми уплотнениями, которые состоят из набора стальных и графитопластовых колец. Конструкция газодувки предусматривает продувку азотом уплотнений для исключения утечки перекачиваемого газа, однако в системе СГО подача продувочного азота не предусмотрена. По данным завода-изготовителя при отсутствии продувки утечка рабочего газа через концевое уплотнение вала должна быть не более 0,1 гр/с, при этом утечка паров смазки в проточную часть составляет величину порядка 0,1 мг на 1 кг газа.

Концевое уплотнение на валу ведущего ротора выполнено в виде трущегося сальника с асбестовой набивкой и поднимается двумя цилиндрическими пружинами. Система смазки шестерен циркуляционно-барботажная. Для смазки шестерен и радиальных подшипников используется масло индустриальное типа И-50А или И-20А. Объем заправки масла - 4 литра. Для смазки радиально-упорных подшипников используется смазка ВНИИ НП-242.




*Конструкция газодувки СГО*

*1 - ротор ведущий*
*2 - ротор ведомый*
*3 - корпус*
*4 - кожух*
*5 - шестерня ведущая*
*6 - шестерня ведомая*
*7 - полумуфта*
*8 - уплотнение*
*9 - асбестовая набивка*
*10 - крышка подшипника*
*11 - роликоподшипник*

Эксплуатация газодувок системы спецгазоочистки TS21(22,23)D01,02 имеет некоторые особенности. Главной особенностью машин этого типа являются малые зазоры порядка 0,2 мм между валами и корпусом.

При работе газодувок происходит небольшой разогрев корпуса и валов вследствие сжатия перекачиваемого газа. Совершенно недопустима работа газодувок этого типа в безрасходном режиме, так как ее проточная часть охлаждается расходом перекачиваемой среды. В этом случае произойдет заклинивание роторов в корпусе вследствие их сильного теплового расширения.

Также должно быть исключено наличие в перекачиваемом газе механических включений и капельных жидкостей, так как вязкое трение также приводит к разогреву и заклиниванию роторов.

*Технические характеристики газодувки*

| *Наименование* | *Величина* |
|---|---|
| *Марка газодувки* | *AE21-50-4A* |
| *Производительность, нм$^3$/час* | *86* |
| *Степень повышения давления* | *не менее 1,5* |
| *Мощность электродвигателя, кВт* | *2,2* |
| *Частота вращения, об/мин* | *1500* |
| *Температура всасываемого газа, $^0$C* | *от -30 до +50* |
| *Материал корпуса* | *нержавеющая сталь* |

## Электронагреватели TS31(32,33)W02,W03

Электронагреватели TS31(32,33)W02,03 предназначены для нагрева воздуха до температуры 400-450 $^0$C, с помощью которого осуществляется регенерация цеолита в цеолитовых фильтрах. Электронагреватель состоит из 3-х основных частей: нагревательного блока, корпуса с теплоизоляцией и электрической части.

Нагревательный блок собран из 4-х кордиоритовых труб, внутри которых размещены спиральные нагреватели. Нагревательный блок размещается внутри цилиндрического теплоизоляционного корпуса, изготовленного из нержавеющей трубы. Корпус изолирован матами из каолиновой ваты, закрытой кожухом из нержавеющей стали.

*Техническая характеристика нагревателя*

| *Наименование* | *Значение* |
|---|---|
| *Тип* | *1 СФО-18/4* |
| *Мощность, кВт* | *18* |
| *Температура воздуха на входе, $^0$C* | *20* |
| *Температура воздуха на выходе, $^0$C* | *450* |
| *Разряжение в аппарате, кгс/см$^2$* | *- 0,3* |
| *Производительность, нм$^3$/час* | *100* |

## Баки-гидрозатворы TS21,22,23B01

Предназначены для сбора конденсата, поступающего из теплообменников и самоочищающихся фильтров каждой нитки СГО. Расположены баки-гидрозатворы в пом.А-328 негерметичной части РО.

*Техническая характеристика бака-гидрозатвора*

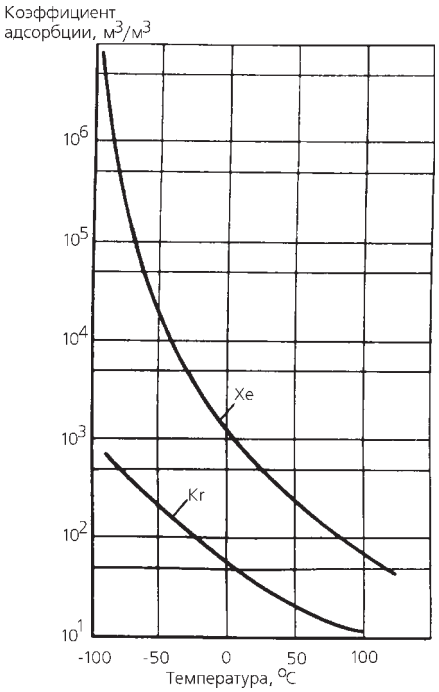
| Наименование | Значение |
|---|---|
| Объем бака, $м^3$ | 0,15 |
| Рабочее давление, $кгс/см^2$ | 0,7 - 1,2 |
| Температура рабочей среды, $^0C$ | 20 - 60 |
| Высота бака, мм | 1650 |
| Диаметр бака, мм | 400 |

# Эксплуатация системы СГО TS20

В соответствии со схемой распределения газовых сдувок одна нитка СГО TS21(22,23) должна всегда работать на очистку газов через TS21(22,23)S02. В основном эти сдувки составляет разбавленная азотом газовая смесь с баков TB30B01,02 и TY20B01. Циркуляция газовой смеси в этой нитке осуществляется работой газодувки TS21(22,23)D02. Согласно инструкции 19Э-РЦ нитка СГО, работающая через TS21(22,23)S02, называется вспомогательной рабочей.

Так как при нормальной эксплуатации энергоблока система TS10 постоянно находится в работе, тем поставляя в систему СГО требующую очистки газовую смесь, то дополнительно к вспомогательной рабочей должна функционировать еще одна нитка СГО. Согласно инструкции по эксплуатации нитка СГО, работающая через TS21(22,23)S01 называется основной рабочей. В связи с тем, что в системе дожигания водорода TS10 (являющейся основным поставщиком р/а сдувок в основной рабочей нитке) работает газодувка, то в проекте был принят режим работы основной рабочей линии без включения в нее газодувок TS21(22,23)D01,02 (по байпасу TS21(22,23)S12). В поддержку этого режима проектом предусмотрена блокировка, которых при открытии TS21(22,23)S01 автоматически открывает байпас TS21(22,23)S12.

*Зависимость коэффициента адсорбции Kr и Xe от температуры для угля СКТ-3С*




Таким образом при нормальной работе блока одна нитка СГО работает в качестве основной рабочей, другая - вспомогательной рабочей, третья находится в регенерации или резерве. Газовые сдувки, подаваемые на очистку в любую нитку, охлаждаются в теплообменнике TS21(22,23)W01,02 до температуры 20-30 $^0C$.

Охлажденная газовая смесь поступает в самоочищающийся фильтр TS21(22,23)N01 для "грубой" осушки и очистки от аэрозолей. Сконденсировавшаяся в TS21(22,23)W01,02 и TS21(22,23)N01 влага по дренажным трубам отводится в бак-гидрозатвор и далее в спецканализацию. Затем газовая смесь поступает в рабочий цеолитовый фильтр TS21(22,23)N02,03, в котором происходит ее "тонкая" осушка за счет адсорбции влаги на цеолите. Выделившееся в процессе поглощения цеолитом влаги тепло (до 900 ккал/кг влаги) отводится охлаждающей водой группы "А", подаваемой в рубашку и змеевик фильтра.

Далее сухой охлажденный газ поступает в основной элемент установки - фильтр-адсорбер TS21(22,23)N04-07. В адсорбере газ подвергается очистке от радиоактивных изотопов йода и ИРГ (ксенона, криптона). Согласно пункту 3.2.20.3.3 ТОБ нормальное функционирование системы СГО характеризуется снижением концентрации ИРГ на 2. . . .2,5 порядка:

- -при объемной активности входящих газов 5-50 Ku/$нм^3$ значение объемной активности выходящих газов 0,05-0,5 Ku/$нм^3$.

В номинальном режиме для достижения наилучшей степени очистки расход очищаемого газа не должен превышать 12 $нм^3$/час. После тонкой очистки на активированном угле газ поступает в венттрубу с помощью газодувки. Металлические вентиляционные трубы блоков Балаковской АЭС выполнены двойными: внутренняя диаметром 1,6 метра, а внешняя диаметром 3 метра. Внутренняя труба диаметром 1,6 м используется в нормальном режиме работы блока, когда удаляется 104600 $м^3$/час воздуха. По проекту выброс из системы спецгазоочистки СГО должен выполняться во внутреннюю трубу. Радиационный контроль осуществляется до и после фильтров-адсорберов, а также в венттрубе.

При работе газодувки TS21(22,23)D01 регулирование расхода газа через вспомогательную рабочую нитку производится клапанами TS21(22,23)S13 таким образом, чтобы на всасе газодувок постоянно поддерживалось давление -0,1 $кгс/см^2$. При нормальном режиме работу РУ, как правило, система СГО работает с постоянным расходом.

Как уже указывалось, эффективность очистки зависит от времени задержки активированным углем адсорбированных изотопов в объем фильтра-адсорбера. При нормальной работе СГО образуется баланс между поглощенными изотопами и выделяемыми, которые успели распасться за время прохождения через фильтр.

Научно говоря, при этом процессе фронт концентрации очищаемых веществ, остающихся на активированном угле, постепенно сдвигается к выходу из фильтровальной колонны. Поэтому для эксплуатации важно не производить в системе резких увеличений расхода, так как это может привести к уменьшению общего коэффициента очистки и выбросу нераспавшихся частиц.

Также важно поддержание постоянного температурного режима: при повышении температуры активированного угля ухудшается коэффициент адсорбции и последствия будут те же, что и для резкого увеличения расхода.

Как уже было сказано радиохроматографический способ (т.е. способ очистки на адсорбционной колонне) можно сделать еще более эффективным, если угольную колонну эксплуатировать не при температуре окружающего воздуха, а при более низких температурах, т.е. применять для снижения активности ИРГ в выбросе не "теплую" СГО, а "холодную", для чего охлаждать активированный уголь в адсорбере. Однако "холодная" СГО - сооружение еще более дорогое, чем "теплая" СГО и не только из-за организации системы охлаждения адсорбента, но и из-за более жестких требований к предварительной очистке газовой смеси, направляемой в холодный адсорбент.

Для увеличения степени очистки более перспективным является увеличение объема активированного угля в адсорбционной колонне. В одной нитке СГО TS20 для РУ ВВЭР-1000 содержится 4,8 х 4 = 19,2 м$^3$ сорбента. Для угольных колонн объемом 20 м$^3$ время прохождения хроматографического фронта через нее в нормальном режиме составляет 42 суток для Xe и 3,5 суток для Kr, для колонны 40 м$^3$ (установлена на АЭС Ловиса в Финляндии) оно составляет 120 суток и 10 суток для Xe и Kr соответственно.

# Особенности регенерации цеолитовых фильтров TS21(22,23)N02,03

Для обеспечения непрерывной осушки газа, подаваемого в фильтр-адсорбер, в составе каждой нитки СГО предусмотрено по два цеолитовых фильтра, которые работают попеременно. Когда один фильтр занят в рабочем цикле, другой выдерживается или находится в резерве. После насыщения влагой из очищаемого воздуха цеолитовый фильтр должен выводиться из работы и в последующем регенерироваться для восстановления сорбирующих свойств.

Первоначально в проекте системы СГО было заложено, что при достижении концентрации влаги за работающими цеолитовыми фильтрами TS21(22,23)N02(N03) более 0,25 гр/нм$^3$ они будут выводиться на регенерацию автоматически действием ФГУ (функционально-группового управления). Фактически из-за низкой надежности элементной базы система ФГУ не была введена в эксплуатацию. Поэтому переходы по цеолитовым фильтрам осуществляются по специально разработанным графикам из расчета, что один фильтр находится в работе не более 5 суток.

Регенерация цеолита от влаги осуществляется на резервной нитке нагретым до 400-450 $^0$C воздухом. С этой целью воздух с помощью газодувки с расходом не меньше 36 нм$^3$/час забирается из помещения, нагревается в TS31(32,33)W02(W03) до температуры 400-450 $^0$C и продувается через регенерируемый ЦФ в направлении, противоположном рабочему току.

Во время продувки фильтра горячим воздухом цеолит разогревается, влага десорбируется и вместе с воздухом поступает в теплообменник TS31(32,33)W01, конденсируется и отводится в спецканализацию через бак-гидрозатвор. Регенерация считается законченной при достижении температуры воздуха на выходе из ЦФ 200-250 $^0$C. Примерное время регенерации одного ЦФ составляет 12-15 часов.

Расхолаживание фильтра после регенерации производится за счет теплоотдачи в окружающую среду. Согласно инструкции по эксплуатации СГО 19Э-РЦ при снижении температуры в фильтре после регенерации до 90 $^0$C разрешается подача охлаждающей воды. Фильтр считается готовым к работе при температуре внутри него не более 50 $^0$C.

Перед проведением регенерации наиболее важными являются операции подготовки технологической схемы регенерации и проверка состояния цеолитового фильтра, подлежащего регенерации. Теоретически регенерация цеолитового фильтра, исходя из компоновки системы, может производиться на работающей нитке СГО с включен

ным резервным цеолитовым фильтром. Однако при этом имеется опасность повышения р/а выбросов из-за выхода неочищенного газа через контур регенерации вследствие пропуска граничной арматуры или подсоса горячего воздуха на работающий фильтр-адсорбер. По этим причинам регенерация цеолитовых фильтров проводится только при отключенной нитке.

Для уменьшения р/а выбросов в венттрубу после вывода из работы цеолитовый фильтр должен некоторое время выстояться до проведения регенерации. За это время произойдет распад короткоживущих изотопов, поглощенных цеолитом вместе с влагой. Оптимальное время выдержки оставляет, примерно, 3-5 дней. На блоках 1-4 Балаковской АЭС для уменьшения выбросов радиоактивных веществ при регенерации выбрасываемый воздух в настоящее время направляется не прямо в венттрубу, а на всас вентсистемы TL23, где проходит дополнительную очистку.

Перед проведением регенерации нужно тщательно проверить сдренированность фильтра, планируемого для регенерации. Пропуск арматуры подачи или слива техводы на охлаждение рубашки и змеевика цеолитового фильтра служит серьезным препятствием для его регенерации, в этом случае в соответствии с законами физики температура на выходе из фильтра не превысит 100 $^0$C.

Как в случае с любыми переходами по СГО, о проведении регенерации ЦФ должно быть сообщено на ЦЩРК для организации усиленного контроля  за выбросами в венттрубу.

# Проведенная реконструкция схемы распределения сдувок

Первоначально в проекте СГО ВВЭР-1000 с РУ В-320 была принята отличная от существующей в настоящее время схема распределения радиоактивных сдувок на нитки СГО по двум трубопроводам: с арматурой TS21(22,23)S01 и с TS21(22,23)S02.

Первоначально в трубопровод с арматурой TS21(22,23)S01 одновременно подвались сдувки от следующего оборудования: системы дожигания водорода TS10, бака организованных протечек TY20B01 и из гидроемкостей CA03 УТ11-14B01. В линию с арматурой TS21(22,23)S02 подавалась сдувка только из баков борного концентрата TB30B01,02.

Причем при этом нужно учесть, что газовая смесь из бака организованных протечек представляет собой комплексную сдувку, так как газовый объем бака ТУ20B01 в свою очередь представляет собой промежуточную емкость, куда поступает газовая сдувка из теплообменника организованных протечек TY10W01 и барботажного бака УР20B01.

В период с 1985 по 1988 годы при эксплуатации энергоблоков N 1, 2 с указанной выше схемой подачи сдувок в СГО возникли трудности, связанные с тем, что при работе основной рабочей нитки (через TS21,22,23S01) постоянно работающая в системе дожигания водорода газодувка TS11(12,13)D01 “задавливала” обратный клапан TP15S05 на линии сдувки с TY20B01. Соответственно трубопровод сдувки с бака организованных протечек и сдувки с оборудования гермозоны (TY10W01, YP20B01) была слабопроходим.

В связи с этим было принято решение об изменении схемы распределения сдувок. В основной рабочей нитке СГО (через TS21,22,23S01) был оставлена единственная сдувка - газовая смесь с системы дожигания водорода TS10. Все остальные сдувки были объединены со сдувкой с баков борного концентрата TB30B01,02 (через TS21,22,23S02). Сразу после реализации указанного выше технического решения исчезли проблемы по проходимости трубопровода сдувки с TY20B01.

# Система спецканализации реакторного отделения TZ

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы спецканализации реакторного отделения TZ.
- Указать основные источники образования трапных вод в РО.
- Описать основные технические характеристики и устройство следующих компонентов системы спецканализации реакторного отделения TZ:
  - Бака-приямка спецканализации TZ00B01.
  - Насосов спецканализации TZ00D01,02.
  - Вакуум-насоса спецканализации TZ01D01.
  - Монжюса спецканализации V=1 м$^3$ TZ00B02.
  - Монжюса спецканализации V=10 м$^3$ TZ00B03.
  - Трапов спецканализации.
- Нарисовать упрощенную схему системы спецканализации реакторного отделения TZ.
- Описать работу блокировок узла откачки бака спецканализации TZ00B01.
- Объяснить используемый на Балаковской АЭС принцип утилизации трапных вод на СК.
- Объяснить необходимость сведения к минимуму объемов трапных вод, откачиваемых на СК.
- Описать технологию выполнения операции откачки шлама из “грязного” отсека бака TZ00B01.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы спецканализации реакторного отделения TZ.**

# Теоретические аспекты необходимости системы спецканализации РО TZ

При работе реакторной установки обычно имеются весьма незначительные, но неизбежные потери теплоносителя. Протечки теплоносителя из оборудования и трубопроводов в прозводственные помещения могут появляться в результате неплотностей во фланцевых разъемах, сальниковых уплотнениях арматуры и насосов, сварных соединениях и т.д. Протечки теплоносителя из технологического оборудования на пол производственных помещений носят название НЕОРГАНИЗОВАННЫХ.

Кроме того, с целью снижения радиоактивного фона, удаления радиоактивных загрязнений с оборудования, поддержания рабочих мест в чистоте и порядке периодически проводятся дезактивации помещений, оборудования и трубопроводов.

Все это вызывает наличие постоянного определенного объема протечек на пол помещений РО, называемых трапными водами. Трапные воды по своему химическому составу и из-за наличия загрязняющих веществ не могут быть очищены и возвращены в цикл теплоносителя 1 контура. В силу возможной их радиоактивности трапные воды из зоны строгого режима не могут сбрасываться в промливневую канализацию, а должны направляться на временное хранение с последующей утилизацией.

Поэтому появляется необходимость создания специальной дренажной сети здания реакторного отделения, которая должна состоять из системы трапов, трубопроводов и приемных баков и отводить все возможные протеки. Трапами (в виде воронки в полу) должны оборудоваться, как правило, все производственные и лабораторные помещения, в которых возможна протечка теплоносителя или попадание на пол растворов, загрязненных радионуклидами. В эти трапы также могут заводится также некоторые сбросы от технологического оборудования, например регенерационные воды фильтров СВО-2, дренажи из оборудования и т.д.

В соответствии с вышесказанным в реакторном отделении блока ВВЭР-1000 с РУ В-320 имеется система спецканализации TZ, представляющая из себя специальную дренажную систему здания РО. Система спецканализации TZ предназначена для приема и сбора всех неорганизованных протечек вод РО в специальный бак, перекачки их в бак-отстойник трапных вод спецкорпуса для исключения неконтролируемого попадания радиоактивных вод в окружающую среду.

С целью исключения распространения газообразных радиоактивных продуктов по всем помещениям зоны строгого режима через систему спецканализации по воздуху в конструкции трапа предусмотрены гидрозатвор и запорный вентиль.

В реакторном отделении блока ВВЭР-1000 с РУ В-320 обычно выделяют следующие основные источники образования трапных вод:

- растворы и воды дезактивации оборудования и помещений;
- неорганизованные протечки с оборудования систем РО;
- протечки сальников арматуры, уплотнений насосов, фланцевых соединений оборудования;
- дренирование оборудования во время вывода в ремонт элементов систем и отбор проб согласно графика химконтроля;
- регенерация и отмывка СВО-2;
- слив с уплотнений насосов.

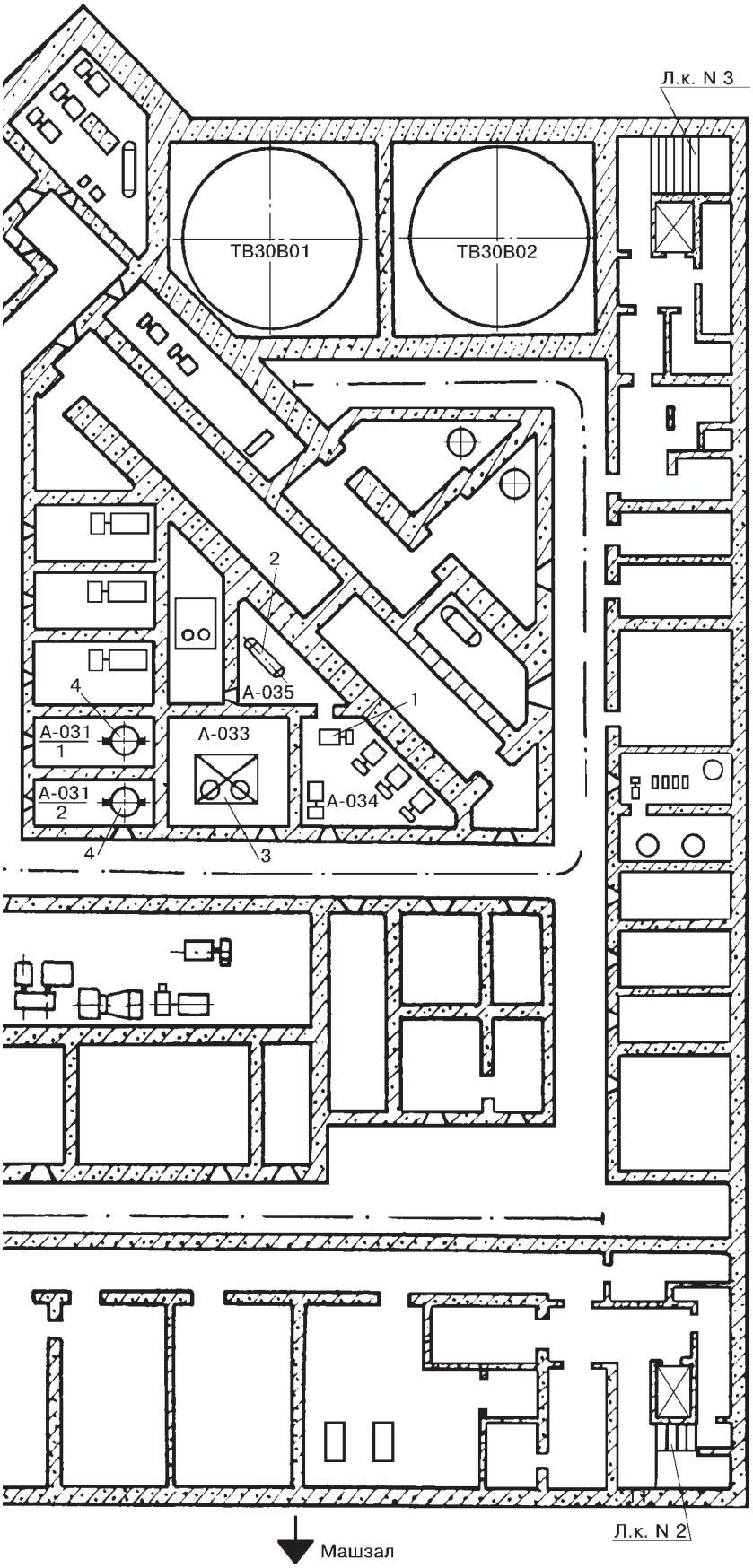
# Краткое техническое описание системы спецканализации РО

Система спецканализации TZ состоит из следующих элементов:

- бака спецканализации TZ00B01;
- насосов спецканализации TZ00Д01,02;
- вакуум-насоса спецканализации TZ01Д03;
- монжюса спецканализации V = 1 м$^3$ TZ00B02;
- монжюса спецканализации V = 10 м$^3$ TZ00B03;
- трапов, расположенных в полах помещений РО;
- трубопроводов, арматуры, КИП.

*План здания РО на отметке -4.2*

*1-вакуум-насос спецканализации TZ01Д01*
*2-монжюс TZ00B02*
*3-бак спецканализации TZ00B01*
*4-насосы TZ00Д01,02*

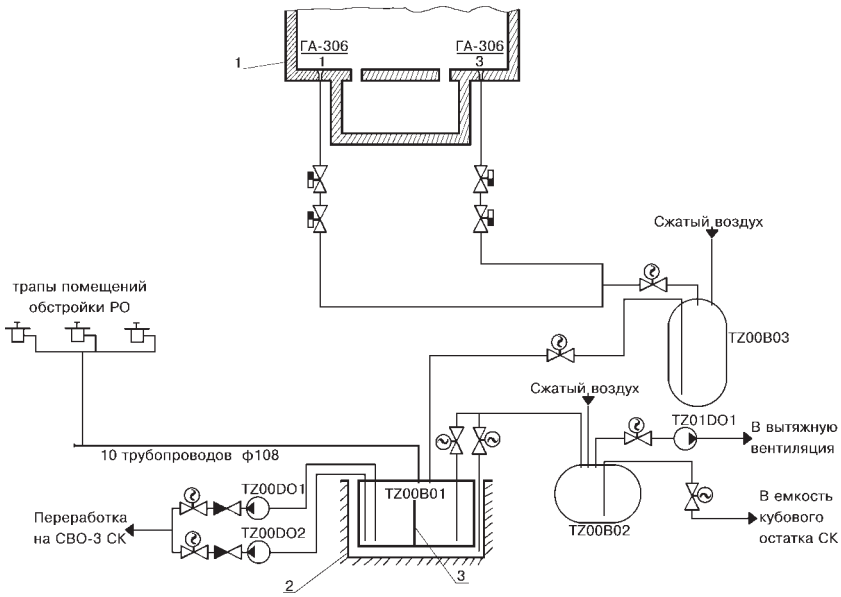



Таким образом система спецканализации представляет из себя систему металлическим приямков, замоноличенных в полы технологических помещений РО и именуемых трапами, и сливных трубопроводов, соединенных с приемным баком спецканализации TZ00B01, расположенном в самой нижней точке здания РО (в углублении на отметке -4.20). Имеются два насоса TZ00D01,02, осуществляющие по мере заполнения бака его периодическую откачку на спецкорпус.

Для периодической откачки отстаивающегося в грязном отсеке баке спецканализации TZ00B01 осадка (на техническом сленге именуемого “шламом”) предназначен специальный технологический узел в составе монжюса TZ00B02 V=1 м$^3$ и вакуум-насоса TZ01D01. Расположение оборудование системы спецканализации TZ в обстройке РО показано на рисунке

*Упрощенная схема системы спецканализации РО*

*1-гермооболочка*
*2-приямок в полу*
*3-перегородка для разделения бака TZ00B01 на “грязный” и “чистый” отсеки*




Поскольку при эксплуатации реакторной установки также могут иметься протечки теплоносителя в ГО, то в помещениях гермооболочки ГА-306$_{/1,3}$ установлены трапы для отвода протечек из ГО через монжюс V=10 м$^3$ TZ00B03 в бак спецканализации TZ00B01.

В данном случае монжюс V=10 м$^3$ TZ00B03 играет роль гидрозатвора и служит для разделения пространства гермооболочки и обстройки, тем самым препятствуя выходу воздуха при аварии с повышением давления в ГО. На линии слива из ГО в монжюс V=10 м$^3$ TZ00B03 установлена быстродействующая пневмоотсечная арматура, закрывающаяся по сигналам разрывных защит первого контура: давлении под оболочкой более 1,3 кгс/см$^2$ (абс) или снижении запаса до вскипания теплоносителя 1 контура менее 10 $^0$C.

# Описание оборудования системы спецканализации TZ

## Бак спецканализации TZ00B01

| | |
|---|---|
| *рабочий объем* | *16,5 м$^3$* |
| *площадь днища чистого отсека* | *7,7 м$^2$* |
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т* |
| *давление* | *атмосферное* |
| *масса сухая* | *2030кг* |

Бак TZ00B01 представляет собой прямоугольную нержавеющую емкость размером 4904 x 2800 x 1200 мм, разделенную вертикальной перегородкой на две части: приемную “грязную” и накопительную “чистую”.

Трапные воды из помещений строгого режима по трубопроводам самотеком поступают в “грязный” отсек бака TZ00B01. Отстоявшиеся трапные воды поступают переливом из “грязной” части в “чистую” через окна 150 x 150 мм в верхней части перегородки.

Всасывающие трубопроводы насосов откачки TZ00D01,02 врезаны в “чистый” отсек бака TZ00B01 во избежание забивания их шламом. Предусмотрена периодическая откачка отстоявшегося шлама из “грязного” отсека бака TZ00B01 методом отсоса с использованием монжюса V=1 м$^3$ TZ00B02 и вакуум-насоса TZ01D01.

Бак установлен в специальном приямке (углублении) помещения А-033 на отметке -4.2 в низшей геодезической точке обстройки РО. Приямок облицован нержавеющей сталью и играет роль дренажного поддона для исключения утечки загрязненных вод при неплотности бака.

При неплотности бака спецканализации TZ00B01 предусмотрена возможность откачки протечек трапной воды из зазора между приямком и баком методом отсоса с использованием монжюса V=1 м$^3$ TZ00B02 и вакуум-насоса TZ01D01.

Для контроля за уровнем в баке и реализации автоматической откачки бака TZ00B01 в его "чистом" отсеке установлены два сигнализатора уровня TZ00L02,03 типа С-57 и уровнемер TZ00L01 типа УБ-Э.

## Насосы спецканализации TZ00Д01,02

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *ХВС 45/54-СД* |
| *рабочее давление* | *5,4 кгс/см$^2$* |
| *подача* | *45 м$^3$/ч* |
| *число оборотов* | *2900 об/мин* |
| *мощность насоса* | *13,3кВт* |
| *КПД насоса, не менее* | *50%* |
| *температура перекачиваемой среды* | *от -40 до +90 $^0$С* |

Насос спецканализации марки ХВС 45/54-СД является вертикальным консольным самовсасывающим. Предназначен для откачки трапных вод из бака TZ00B01 на спецкорпус для их последующей переработки. Насосы спецканализации TZ00D01,02 расположены на отметке -4.20 в помещениях А-031$_{/1,2}$ обстройки РО соответственно.

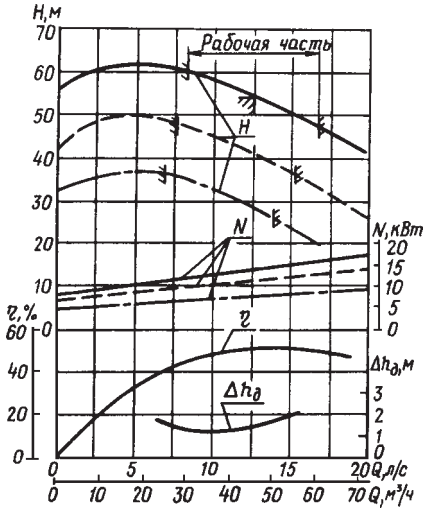
Основные детали насоса - корпус, крышка корпуса, рабочее колесо, вал, узел уплотнения и кронштейн. Корпус насоса, являясь одновременно несущей конструкцией, имеет лапы для установки насоса на фундамент. На кронштейне установлена стойка 4, на которой смонтирован приводной электродвигатель 3. Снизу к корпусу герметично прикреплен бачок 8. Всасывающий и напорный патрубки насоса расположены под углов 180 градусов друг к другу.

В вариантных исполнениях насос может комплектоваться щелевым уплотнением, однако на блоках Балаковской АЭС он оснащен двойным сальниковым уплотнением типа СД. Для исключения подсоса воздуха через сальниковое уплотнение и срыва насоса организована подача запирающей воды на уплотнение.

Самовсасывание осуществляется за счет выкачивания жидкости из бачка, расположенного под корпусом насоса. Понижение уровня жидкости в бачке насоса в момент его пуска создает в нем разряжение, в результате чего происходит подъем жидкости по всасывающему трубопроводу из бака TZ00B01. Перед первым пуском бачок должен быть заполнен жидкостью через пробку М 24х2 в корпусе насоса. Во время остановки насоса бачок заполняется жидкостью из вертикального участка напорного трубопровода.

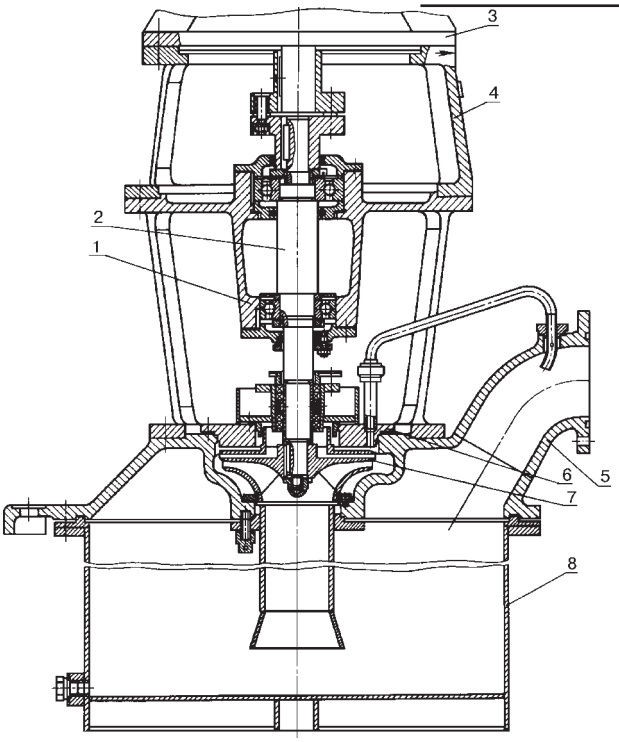
Направление вращения вала насоса - против часовой стрелки, если смотреть со стороны двигателя. Привод насоса - от электродвигателя через упругую муфту.

*Характеристика насоса ХВС-45/54 при n=2900 об/мин.*




*Разрез насоса ХВС-45/54*

*1-кронштейн*
*2-вал*
*3-электродвигатель*
*4-стойка*
*5-корпус*
*6-крышка корпуса*
*7-рабочее колесо*
*8-бак*



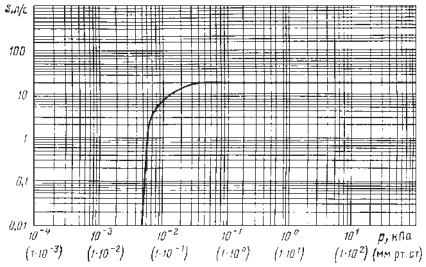

*Общий вид электронасосного агрегата ХВС-45/54*

Рабочее колесо - закрытого типа с повышенными кавитационными свойствами и импеллером, создающим разряжение перед уплотнением.

Запрещается работа насоса TZ00D01,02 при закрытой напорной арматуре более 5 минут. Не допускается работа насоса TZ00D01,02 при протечке через сальниковое уплотнение более 50 гр/мин.

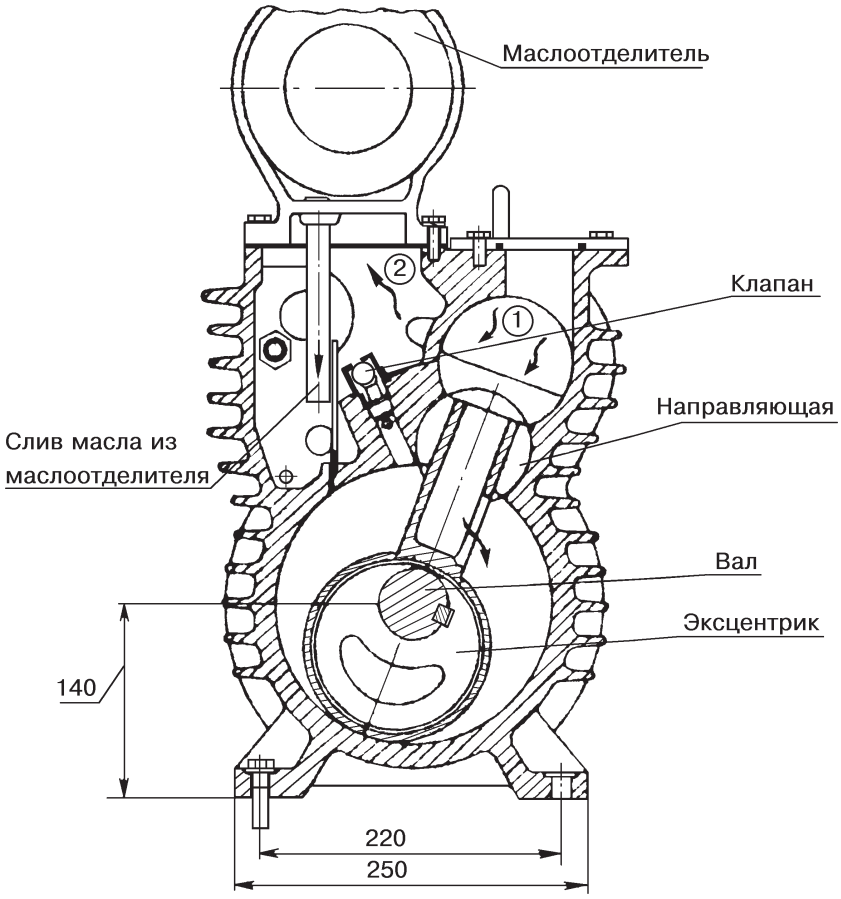
## Вакуум-насос спецканализации TZ01Д01

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *НВЗ - 20* |
| *быстродействие, не менее* | *20 л/с* |
| *число оборотов* | *540 об/мин* |
| *мощность насоса* | *1,9 кВт* |
| *мощность двигателя* | *2,2 кВт* |
| *используемое масло* | *ВМ-4 или ВМ-6* |
| *Т масла, не более* | *50 $^0$C* |
| *температура перекачиваемой среды* | *от -40 до +90 $^0$C* |
| *масса насоса* | *176 кг* |




*Характеристика насоса НВЗ-20*

Вакуумный насос золотникового типа НВЗ-20 исполнения ПО "Насосоэнергомаш" г.Сумы предназначен для откачки воздуха из монжюсов спецканализации и борной воды TZ00B02 и TB10B03, причем воздух не должен содержать капельной влаги и мех. загрязнений. Расположен на отметке -4.2 в помещении А-034 обстройки РО.




*Разрез по роторной камере вакуум-насоса спецканализации типа НВЗ-20*

*1-воздух на отсос*
*2-выбрасываемый воздух*

Агрегат - вакуумный, золотниковый, одноступенчатый параллельного действия с воздушным охлаждением.

Насос состоит из корпуса, передней и задней крышек, вала, направляющих эксцентриков, плунжеров, маховика, клапанов, рым-болтов, маслоотделителя и заборных трубок. Передача вращательного движения от двигателя к насосу осуществляется посредством клиновых ремней, натяжение которых обеспечивается натяжными винтами.

Откачка газа осуществляется плунжером: за один оборот вала насоса при вращении эксцентрика плунжер сжимает газ, находящийся в роторной камере со стороны клапанов. Сжатый газ открывает выпускные клапана и через клапанную камеру, маслоотделитель выходит в трубопровод и далее в атмосферу.

В это время с другой стороны плунжера в образовавшееся пространство через окна в хвостовой части плунжера поступает газ из входной камеры. Аналогичный рабо

чий цикл совершается и во второй рабочей камере, но с отставанием или опережением на 180 градусов. Газ из каждой камеры выходит непосредственно в маслоотделитель.

При работе насоса поток воздуха проходит через маслоотделитель и далее через выходной патрубок. При этом происходит отделение газа от масла. Масло скапливается в нижней части маслоотделителя и по трубе стекает в маслокамеру.

Для обеспечения герметичности насоса со стороны выпуска газов служат выпускные клапаны. Смазка подшипников, манжет и подача масла в насос осуществляется самотеком через отверстие из маслокамер и заборных трубок. Для контроля уровня в масляных камерах в корпусе предусмотрены смотровые окна.

Подшипники насоса не должны нагреваться сверх температуры окружающей среды на 40-45 $^0$C. Для нормальной работы подшипников необходимо следить за наличием смазки и периодически, по мере необходимости, добавлять ее. Попадание влаги в корпус насоса является недопустимым.

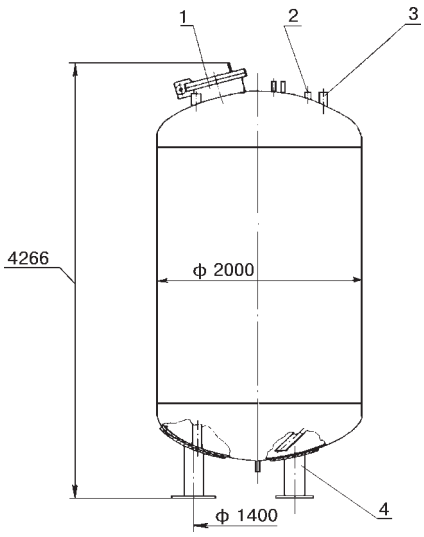
## Монжюс спецканализации V=10 м$^3$ TZ00B03

| | |
|---|---|
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т* |
| *рабочее давление* | *6 кгс/см$^2$* |
| *давление гидроиспытаний* | *9 кгс/см$^2$* |
| *Т рабочая, не более* | *100 $^0$C* |
| *масса* | *12 тонн* |

Слово МОНЖЮС происходит от французского словосочетания “monte - jus” (monte - подниматься, jus - сок), буквально: сокоподъемник, устройство для подачи жидкости на высоту. На АЭС монжюсы нашли применение для безнасосной перекачки (путем выдавливания) загрязненных, радиоактивных, агрессивных жидкостей сжатым воздухом.

Монжюс TZ00B03 - сварной вертикальный цилиндрический сосуд диаметром 2000 мм. Состоит из цилиндрической обечайки, сваренной из листовой стали, приваренных к ней двух штампованных эллиптических днищ, трех опор, приваренных к нижнему днищу для установки на фундамент и люка ф500 с откидной крышкой в верхнем днище для ревизии аппарата.

Предназначен для сбора трапных вод из герметичной части реакторного отделения и перекачки их в бак спецканализации TZ00B01 сжатым воздухом. Установлен в помещении А-125 на отметке -0.0 в обстройке РО.



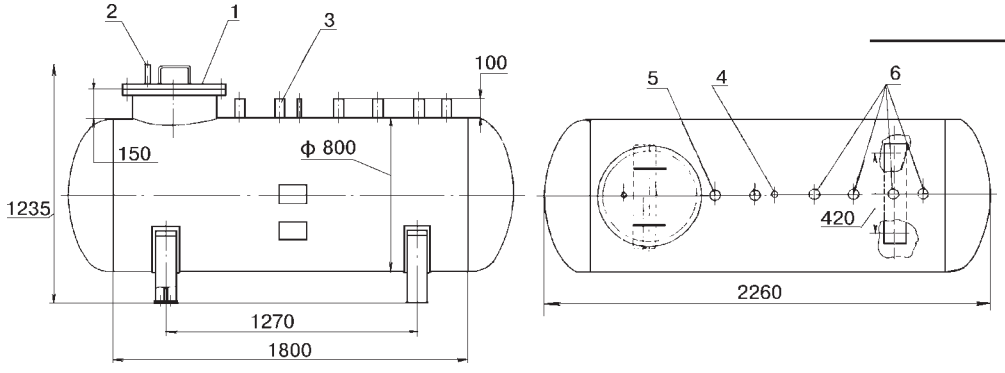

*Монжюс спецканализации TZ00B03 V=10 м$^3$*
*1-люк-лаз*
*2-вход шлама*
*3-выдавливание шлама*
*4-опора*

## Монжюс спецканализации V=1 м$^3$ TZ00B02

Монжюс V=1 м$^3$ - сварной горизонтальный однокамерный цилиндрический сосуд. Состоит из цилиндрической обечайки, сваренной из листовой стали, приваренных к ней двух штампованных эллиптических днищ, двух опор, косынок для подъема люка в верхней части корпуса для осмотра и выгрузки остатка шлама.

Предназначен для отсоса отстаивающегося в “грязном” отсеке бака спецканализации шлама за счет вакуумирования и его последующего выдавливания в емкость кубового остатка СК сжатым воздухом. Установлен в помещении А-035 на отметке -4.2 в обстройке РО.

| | |
|---|---|
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т* |
| *рабочее давление* | *8 кгс/см$^2$* |
| *давление гидроиспытаний* | *12 кгс/см$^2$* |
| *Т рабочая, не более* | *104 $^0$C* |
| *масса* | *1670 кг* |




*Монжюс спецканализации TZ00B02 V=1 м$^3$*
*1-люк-лаз*
*2-воздушник*
*3-выдавливание шлама*
*4-подача сжатого воздуха*
*5-отсос*
*6-сигнализаторы уровня*

# Эксплуатация системы спецканализации TZ

Специфика системы TZ заключена в необходимости ее постоянной работы в любом состоянии энергоблока, будь то работа на мощности или перегрузка, поскольку протечки вод имеются практически всегда. Система спецканализации вводится в работу при пуске блока и задействуется на весь период эксплуатации блока.

Система спецканализации реакторного отделения находится в оперативном управлении СИЭРО и в ведении начальника смены РЦ.

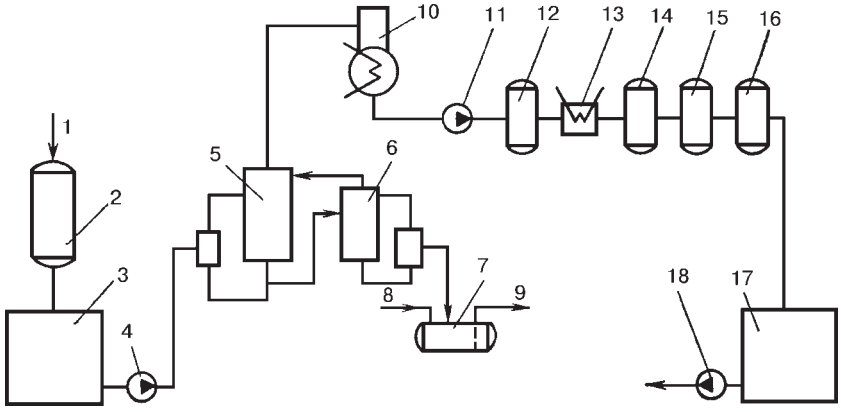
Узел откачки трапных вод из бака-приямка спецканализации должен работать в автоматическом режиме. По сигналам от расположенных в чистом отсеке бака спецканализации TZ00B01 сигнализаторов уровня TZ00L02,03 реализованы блокировки на включение и отключение насосов TZ00D01,02 на откачку бака при повышении уровня в нем до 1100 мм и снижении до 200 мм соответственно. Выбор на включение насоса TZ00D01 или TZ00D02 производит ВИУР при помощи ключа выбора режимов на панели БЩУ. Открытие арматуры TZ00S04,05 на напоре насосов TZ00D01,02 производится автоматически по факту их включения.

Учет количества циклов включения-отключения насосов TZ00D01(02) производится ВИУР с БЩУ. Нужно иметь ввиду, что каждый цикл включения-отключения насоса спецканализации означает, что примерно 6 м$^3$ трапной воды было откачано на переработку на СК. В настоящее время для более точной оценки объема откачиваемых на СК трапных вод на напорном трубопроводе насосов TZ00D01,02 установлена расходомерная шайба и ее показания заведены на блочную УВС.

По опыту эксплуатации на Балаковской АЭС для оперативного контроля за неорганизованными протечками борной кислоты высокой концентрации ежесменно производится отбор пробы из бака спецканализации TZ00B01 и анализ на содержание РБК в пробе. При первых признаках появления течи РБК необходимо приступать к ее поиску.

Часть помещений реакторного отделения оснащена специальными сигнализаторами влаги, представляющими из себя сигнализаторы уровня типа С-57, расположенными возле трапов и срабатывающими на появление воды над уровнем пола. Сигнализаторы влаги позволяют ВИУР дистанционно контролировать отсутствие течей в помещениях РО по сигнализации на панели HZ-18 БЩУ.

Переработка откачанных на спецкорпус трапных вод производится на выпарных аппаратах СВО-3 или СВО-7 с получением чистого дистиллята и осадка в виде концентрированного шлама. Выпаренный дистиллят направляется на повторное использование, а полученный шлам перекачивается в емкости кубового остатка ЕКО. Шлам является промежуточной фазой хранения радиоактивных отходов, по проекту Балаковской АЭС жидкие РАО должны в дальнейшем переводиться в твердую форму путем их битумирования. В настоящее время на Балаковской АЭС также эксплуатируются установки глубокого доупаривания УГУ-500, при помощи которых жидкие отходы выпариваются до солевой фазы, образующиеся солевые массы затариваются в металлические бочки и хранятся.




*Упрощенная схема установки переработки трапных вод (СВО-3)*

*1-исходная вода*
*2-механический фильтр*
*3-бак трапных вод*
*4-насос трапных вод*
*5-выпарный аппарат*
*6-доупариватель*
*7-бак-вытеснитель (монжюс)*
*8-сжатый воздух*
*9-в ХЖО*
*10-конденсатор-дегазатор*
*11-насос деаэрированной воды*
*12-фильтр из активированного угля*
*13-охладитель конденсата*
*14-катионитный фильтр*
*15-анионитный фильтр*
*16-ФСД*
*17-контрольный бак*
*18-насос откачки*

Таким образом, большие объемы трапных вод на блоке приводят к образованию повышенных объемов РАО на СК, поэтому нужно всемерно стремиться к их уменьшению. С началом эксплуатации 1го блока в 1985 году накоплен опыт и проделаны большие работы по организации сбора и возврата в цикл теплоносителя технологически необходимых протечек (пробоотборные линии, дренажные воды при ремонте

оборудования, дистиллят на уплотнения и т.д.) и, таким образом, уменьшению трапных вод.

При эксплуатации системы не допускаются проливы масла в спецканализацию РО. Попадание масла в трапные воды системы спецканализации TZ резко снижает работоспособность установок СВО-3 спецводоочистки (происходит интенсивное вспенивание обрабатывамой трапной воды в выпарном аппарате) и увеличивает количество радиоактивных отходов. Кроме того, попадание масла в бак спецканализации вызывает замасливание сигнализаторов уровня TZ00L02,03, и как следствие, отказ схемы автоматической откачки бака.

Трапы в помещениях маслосистем реакторного отделения $A\text{-}018_{/1,2,3}$, $A\text{-}019_{/1,2,3}$, A-020, A-113, $A\text{-}119_{/1,2,3}$, $A\text{-}315_{/1,2}$ в обязательном порядке должны быть закрыты, и должен проводиться ежесменный контроль состояния трапов с записью результатов контроля в оперативном журнале. Обнаруженные протечки масла или водо-масляной смеси должны немедленно убираться. Открытие трапов для удаления из них накопленных протечек масла в систему спецканализации запрещается.

Узел очистки бака-приямка спецканализации от шлама приводится в действие ОРО или СОРО. Согласно инструкции по эксплуатации системы TZ периодичность откачки отстоявшегося в "грязном" отсеке бака TZ00B01 шлама должна определяться опытным путем. По опыту эксплуатации рекомендуется периодически (по крайней мере 1 раз в 6 месяцев) производить откачку шлама из "грязного" отсека бака TZ00B01 в емкость кубового остатка СК с использованием вакуум-насоса TZ01D01. Если же откачка шлама длительное время не производится, то возможно полное заполнение шламом "грязного" отсека бака TZ00B01, попадание его в "чистый" отсек и забивание всасывающих трубопроводов TZ00B01,02.

Для очистки бака TZ00B01 от шлама сначала производится вакуумирование монжюса спецканализации V=1 $м^3$ TZ00B02 насосом TZ01D01 до достижения разряжения 0,1 $кгс/см^2$. Далее монжюс соединяется с "грязным" отсеком бака спецканализации и производится отсос шлама за счет созданного разряжения. После заполнения монжюса TZ00B02 производится выдавливание его содержимого в емкость кубового остатка спецкорпуса. После опорожнения монжюса необходимо продуть магистраль на СК в течение 5 минут для удаления из нее остатков шлама.

# Система маслоснабжения РО ТА

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

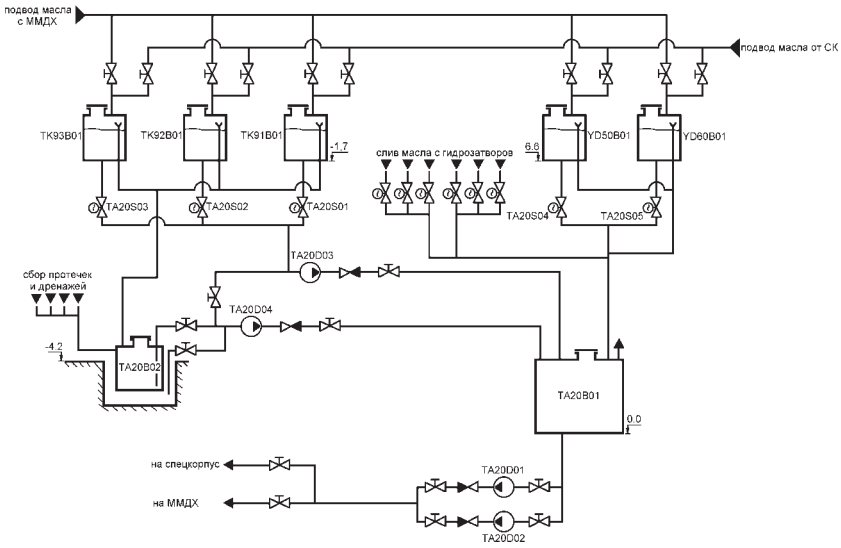
- Сформулировать назначение системы маслоснабжения реакторного отделения ТА.
- Описать основные характеристики и устройство следующих компонентов системы ТА:
  - Маслобака аварийного слива масла ТА20В01;
  - Маслобака сбора протечек масла ТА20В02;
  - Маслонасосов перекачки масла ТА20Д01,02,04;
  - Маслонаноса аварийного опорожнения маслобаков подпиточных насосов ТА20Д03.
- Назвать нормы качества масла, используемого в маслосистемах РО.
- Нарисовать упрощенную схему системы маслоснабжения РО.
- Назвать основные эксплуатационные режимы системы маслоснабжения реакторного отделения ТА.
- Назвать основные требования к эксплуатации помещений маслосистем РО ($А\text{-}018_{/1,2,3}$, $А\text{-}019_{/1,2,3}$, А-020, А-113, $А\text{-}119_{/1,2,3}$, $А\text{-}315_{/1,2}$).

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы маслоснабжения реакторного отделения ТА.**

# Назначение системы маслоснабжения реакторного отделения ТА

В реакторном отделении блока ВВЭР-1000 имеется мощное оборудование, работа которого требует организации непрерывной подачи турбинного масла под давлением для целей смазки и охлаждения узлов вращения механизмов. Поэтому в составе соответствующего оборудования имеются маслосистемы, в свою очередь требующие периодической очистки, пополнения и замены расходных запасов масла. Для выполнения указанных задач имеется система маслоснабжения реакторного отделения. Оборудование системы маслоснабжения РО маркируется латинскими буквами ТА.

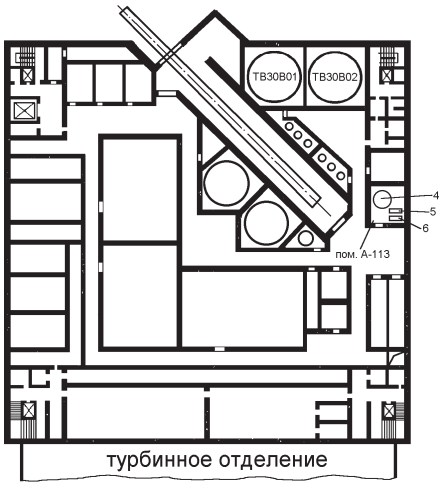
*Упрощенная схема системы маслоснабжения РО*



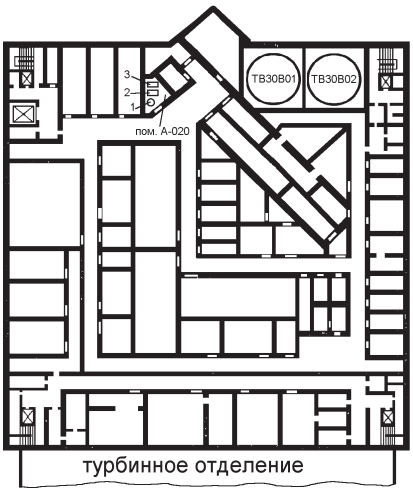

*Расположение оборудования системы ТА в здании РО*

*1 - маслобак сбора протечек масла ТА20В02*
*2 - маслонасос ТА20Д03*
*3 - маслонасос ТА20Д04*
*4 - маслобак аварийного слива масла ТА20В01*
*5 - маслонасос ТА20Д01*
*6 - маслонасос ТА20Д02*

план здания РО на отметке 0.0




план здания РО на отметке -4.2




Назначение системы маслоснабжения РО ТА явствует из ее названия. Система маслоснабжения ТА установлена для:

- заполнения свежим маслом с ММДХ маслосистем ТК-90 и YD50,60;
- вывода отработавшего масла после длительной эксплуатации и не удовлетворяющего нормативам по химсоставу из систем ТК-90 и YD50,60 на ММДХ;
- сбора возможных протечек и дренирования (ремонтного и аварийного) масла из элементов маслосистем ТК91-93 и YD50,60;
- выдачи масла на централизованную очистку и регенерацию в спецкорпус;
- приема отрегенерированного масла из СК и его распределения по системам ТК-90 и YD50,60.

Система ТА связана с маслобаками маслосистем подпиточных насосов ТК90 и маслосистем ГЦН YD50,60.

Согласно проекта система маслоснабжения ТА является системой нормальной эксплуатации с обеспечивающими функциями. Система обеспечивает определенную гибкость и автономность в работе с применяемыми в технологических процессах маслами, а также создает оперативный резервный объем для приема масла в оговоренных ниже случаях.

Система ТА состоит из следующих элементов:

- маслобака аварийного слива масла ТА20В01 (пом.А-113);
- маслобака сбора протечек масла ТА20В02 (пом.А-020);
- маслонасосов откачки масла из системы ТА20Д01,02 (пом А-020);
- маслонасоса аварийного опорожнения маслобаков системы ТК-90 ТА20Д03 (пом.А-113);
- маслонасоса откачки собранных протечек ТА20Д04 (пом А-113);
- трубопроводов;
- арматуры;
- стационарных поддонов сбора протечек масла;
- переносных емкостей сбора протечек масла.

Ввиду применения горючих масел, и, следовательно, повышенной пожароопасности помещения системы относятся к категории В-II по ППБ и защищаются автоматически срабатывающими установками пожаротушения, а также комплектуются первичными средствами пожаротушения.

В качестве извещателей в маслоопасных помещениях используются тепловые извещатели типа ДПС-038 в комплекте с ПИО-017. Включение установки пожаротушения распыленной водой происходит автоматически от импульса пожарного извещателя. Электроприводная арматура подачи воды на тушение в помещения маслосистем А-018/1,2,3, А-019/1,2,3, А-020, А-119/1,2,3 находится в зоне строгого режима в помещении А-118, а для помещений А-113, А315/1,2 - в чистой зоне в помещении А-105/2.

Система ТА представляет комплекс оборудования из четырех шестеренчатых насосов, двух баков приема и временного хранения масла, а также запорной арматуры с трубопроводами и переносных емкостей. На блоках N$^0$ 2;4 Балаковской АЭС в систему маслоснабжения РО на этапе монтажа была установлено по 1 маслоочистной машине типа ПСМ.

Система маслоснабжения РО эксплуатируется периодически. Принцип работы системы маслоснабжения РО заключается в периодической подаче чистого масла в баки маслосистемы ГЦН YD50,60B01 и маслосистемы ПН TK91,92,93B01 из ММДХ. Во всех режимах работы все имеющие место масляные протечки поступают в TA20B02, затем насосом TA20D04 откачиваются в бак TA20B01.

При заполнении TA20B01 масло из него откачивается насосами TA20D01,02 на ММДХ или при превышении радиоактивности масла, на очистку в спецкорпус. В случае необходимости аварийного дренирования масла из баков YD50,60B01 или TK91,92,93B01 они опорожняются в бак аварийного слива TA20B01 с последующей откачкой на ММДХ или СК.

До 1991 года потоки связи системы ТА со спецкорпусом из-за отсутствия оборудования не использовались, однако в настоящее после введения оборудования ХТРО переработка радиоактивного масла стала возможной.

Фактически система является комплектом узлов с индивидуальными функциями, объединенных в общий комплекс.

# Природа нефтяного турбинного масла

Турбинное масло является продуктом переработки нефти - сложной смеси углеводородов различного строения и происхождения. После отгона из нефти легкокипящих бензиновых, керосиновых и газойлевых фракций образуется остаток -мазут, продуктом вакуумной перегонки которого являются масляные дистилляты. Турбинное масло получается путем специальной очистки указанных дистиллятов с целью удаления тех компонентов, которые ухудшают стабильность масла, повышают коррозионную агрессивность, снижают текучесть.

Способ очистки дистиллятов в значительной мере влияет на качество масла. Наибольшее применение находитСЕЛЕКТИВНАЯ очистка, заключающаяся в избирательном извлечении растворителем из дистиллятов “нежелательных” компонентов: смол, сернистых и азотистых соединений, некоторых углеводородов и сероуглеродов и др. Твердые парафины удаляются при обработке сырья карбамидом, ацетоном, бензолом с последующей фильтрацией.

ГИДРОГЕНИЗАЦИОННАЯ очистка (гидроочистка) включает обработку масла водородом, под воздействием которого сернистые соединения в присутствии катализаторов преобразуются в сероводород, удаляемый с газообразными продуктами.

Завершающей “шлифующей” операцией является ЗЕМЕЛЬНАЯ очистка, то есть контактная обработка масла отбеливающими глинами, оксидом алюминия или другими адсорбентами.

Многолетний опыт производства и применения масла показывает, что использование совершенных методов перегонки нефти и очистки дистиллятов не позволяет получить смазочные материалы, полностью удовлетворяющие требованиям современных турбоагрегатов. Поэтому для улучшения эксплуатационных свойств базовых масел вводят композиции присадок, являющихся обычно продуктами химического синтеза.

На энергоблоках Балаковской АЭС применяется нефтяное турбинное масло марки Тп-22С:

- Тп-22С - турбинное масло, вырабатываемое на Ферганском НПЗ по улучшенной технологии из западно-сибирских нефтей; содержит композицию

присадок (0,8% ионола; 0,02% ингибитора коррозии В-15/41; 0,02% деэмульгатора ДПК-157); содержание серы до 0,5%. Цифра “22” означает кинематическую вязкость, сСт, при температуре 50 $^0$С.

До 1980 года основным турбинным маслом, находящимся в эксплуатации на тепловых и атомных электростанциях, было масло Тп-22. В настоящее время на ТЭС и АЭС поставляется дистиллятное масло Тп-22С селективной очистки с последующей гидроочисткой.

# Физико-химические и эксплуатационные свойства масла

## Теплопроводность

Турбинное масло - плохой проводник теплоты. Теплопроводность воды в 4-5, а стали в 500 раз выше, чем масла.

## Вязкость масла

Одним из важнейших свойств турбинных масел является вязкость - объемное свойство жидкости оказывать сопротивление относительному перемещению ее слоев. Вязкость влияет на несущую способность масляного слоя в подшипниках; от нее зависят потери мощности на трение в насосах, опорах скольжения; вязкость определяет утечку масла через уплотнения, пропускную способность маслопроводов и дроссельных элементов, скорость отстоя масла от примесей в баке и др.

С понижением температуры масло постепенно загустевает, его подвижность снижается, а вязкость растет. Вязкость масел возрастает с повышением давления.

Во время эксплуатации турбины вязкость масла изменяется из-за окисления, загрязнения, зашламления, обводнения и аэрации. Растворенные продукты старения масла, как правило, обладают большей вязкостью. Частично вязкость масла увеличивается за счет испарения летучих фракций. Вода, растворенная в масле, практически не влияет на его вязкость. Воздух и другие газы, растворенные в масле, несколько снижают вязкость.

## Аэрация масла

При работе турбины масло перемешивается с газами: атмосферным воздухом, водородом, газообразными продуктами окисления. Наибольший контакт образуется между маслом и воздухом, поскольку масляные системы паровых турбин не герметизированы. Часть воздуха растворяется в масле, другая часть образует механическую смесь.

## Растворимость газов в масле

При нормальных температуре и давлении турбинное масло может содержать растворенный воздух в количестве до 8-12% своего объема. С увеличением давления растворимость газов, в том числе и воздуха, в масле увеличивается. При растворении воздуха в масле соотношение между входящими в состав воздуха газами изменяется.

Так, при нормальной температуре атмосферный воздух содержит азота и кислорода соответственно 78 и 21 объемных долей. В масле же растворяется азота 68, а кислорода - 32 объемных долей. При снижении давления выделяющийся из раствора воздух будет содержать кислорода примерно на 40-50% больше, чем он содержится в атмосферном воздухе. Вследствие этого значительно повышается взрывоопасность таких масляных паров. С повышением температуры растворимости воздуха и его компонентов (азота, кислорода) изменяются по сложным зависимостям.

При нагреве герметизированного объема масла концентрация растворенного кислорода при температуре 115-150 $^0$С резко уменьшается и при охлаждении не восстанавливается, что указывает на протекание бурной реакции окисления.

## Деаэрируемость масла

Скорость выделения воздуха замедляют антипенные присадки. Огнестойкие масла хуже, чем нефтяные, освобождаются от пузырьков воздуха. Весьма заметно ухудша

ется деаэрируемость масла с увеличением его кислотности.

Обводненное масло, еще не успевшее окислиться, деаэрируется так же хорошо, как и свежее, а в отдельных случаях деаэрированность обводненного масла даже повышается. Однако по мере старения масла вредное влияние воды на деаэрируемость резко возрастает, что уже не проходит незамеченным при эксплуатации.

Некоторые частицы шлама прочно прилипают к воздушным пузырькам и вместо свободного осаждения, наоборот, выносятся в пенный слой. С течением времени пена разрушается, а грязевые частицы снова опускаются вниз до очередной встречи с пузырьками воздуха.

## Гигроскопичность масла

Масло способно поглощать воду и водяные пары из окружающей среды. Гигроскопичность турбинного масла незначительна, но она оказывает большое каталитическое воздействие на процессы старения масла.

Нагрев масла при неизменных температурах и влажности окружающего воздуха сопровождается осушкой масла. Наоборот, при охлаждении масла часть ранее растворенной воды выделяется в виде мелких капель, образуя эмульсию “вода в масле”.

Наличие в масле продуктов окисления и кислот ведет к повышению гигроскопичности масла. Поэтому масло, недостаточно очищенное или сильно окисленное в процессе эксплуатации, труднее поддается обезвоживанию.

## Эмульгируемость масла

Попадание воды в масло - распространенное явление при эксплуатации масляных систем. Крупные включения воды опускаются на дно маслобака, откуда могут быть удалены. Однако в ряде случаев турбинные масла при обводнении образуют стойкие эмульсии, нежелательные по следующим причинам:

- повышенная вязкость эмульсии может ухудшить условия течения масла по трубопроводам, спровоцировать вибрацию валов смазываемых механизмов, создать отклонения от расчетных режимов гидродинамической смазки подшипников;
- масло перестает быть однородным, ухудшаются его смазочные свойства;
- вода усугубляет окисление масла, ржавление смазываемых деталей, эрозионный износ и окисление баббита.

Для систем, работающих на обводненном масле, характерны частые доливки свежего масла. Периодический слив отстоявшейся в баке воды всегда сопровождается потерями той части эмульгированного масла, которая собирается на границе раздела между водой и маслом.

Эмульсия не является стабильной системой. Однако время, необходимое для разделения фаз эмульсии, может различаться очень сильно: в пределах от нескольких секунд до многих часов (и даже суток).

Образованию эмульсии, сохранению ее устойчивости к разрушению способствуют механические примеси и различные загрязнители.

Вода легко обнаруживается в светлом турбинном масле, которое мутнеет от воды при нормальной температуре.

## Старение масла

В процессе эксплуатации маслосистем масло постепенно претерпевает глубокое изменение, которое обычно характеризуется понятием “старение”, включающим изменения его химических и физических свойств. Химическую основу турбинных масел составляют углеводороды. Старение масла происходит в результате контакта углеводородов с кислородом воздуха, стимулируется каталитическим действием воды и металлов и быстро прогрессирует с повышением температуры.

В результате окисления масла повышается его плотность и вязкость, ухудшается деэмульгирующая способность, образуются растворимые в масле и летучие кислые продукты, обуславливающие коррозионную агрессивность масла; плотные продукты окисления выпадают в осадок; появление смол приводит к потемнению масла.

Известно, что во всех случаях, когда в масле отсутствуют кислород и вода, никаких окислительных реакций не происходит. На окислительные процессы в большой степени влияет скорость диффузии кислорода. Распыливание, разбрызгивание, вспе

нивание масла создают условия для интенсивного растворения кислорода вплоть до получения равновесной концентрации (около 4% объемных долей для нефтяного турбинного масла), при которой старение протекает с максимальной скоростью.

Окисление масла, хотя и замедленное, происходит при комнатной температуре и даже при температуре ниже 0 $^0$C. При высоких температурах способность масла к окислению настолько велика, что достаточно следов кислорода, чтобы началось интенсивное образование кислых продуктов. Известно, что повышение температуры на каждые 10 $^0$C сверх 110 $^0$C ускоряет реакцию окисления приблизительно в два раза.

Продукты окисления могут сами по себе служить катализаторами старения масла. Из опыта эксплуатации известно, что добавление свежего масла к окисленному и зашламленному не приостанавливает, а, наоборот, вызывает усиленное окисление полученной смеси.

## Посторонние примеси в масле

Под общим понятием посторонних примесей имеют в виду нежелательные продукты, снижающие эксплуатационные свойства масла. Механическими примесями считают все нерастворенные вещества, находящиеся в масле в виде ЗАГРЯЗНЕНИЙ или ОСАДКОВ, которые могут быть задержаны при фильтровании:

- ЗАГРЯЗНЕНИЯМИ называют посторонние вещества, которые тем или иным путем попали в масло и не вступили с ним в химическое соединение (пыль, волокна тряпок и др.).
- ОСАДКАМИ называют нерастворенные продукты распада или старения масла, а также продукты реакции оксидов металлов с органическими кислотами.

Различные механические примеси (осадки и загрязнения) всегда перемешаны между собой и представляют обычную липкую массу, обогащенную оксидами железа, мылами, смолами. Такая смесь называется ШЛАМОМ. Многие компоненты шлама растворимы в горячем масле, но выпадают в осадок при охлаждении. Наблюдаются случаи, когда горячее и внешне совершенно прозрачное масло при циркуляции через маслоохладители оставляет на холодных стенках трубок обильный шлам, бывший до этого в растворенном состоянии.

На различной растворимости части шлама в горячем и холодном масле основан и способ его выявления: отбирается проба масла из работающей маслосистемы и постепенно охлаждается до 12-15 $^0$C. Помутнение масла будет свидетельствовать и о наличии в нем растворимого шлама. Такое масло считается ненадежным, и его следует сменить при первой возможности.

С увеличением концентрации механических примесей в масле возрастают силы трения, ускоряются процессы окисления и разложения масла, повышается коррозионно-механическое изнашивание поверхностей трения.

Специфическим загрязнителем масла является сера. Активной (свободной) серы в масле обычно не бывает. Сернистые соединения в зависимости от их строения поразному влияют на эксплуатационные свойства масел, но в некоторых случаях при старении масла образуются агрессивные кислоты, включая серную, вызывающую коррозию оборудования.

Прозрачность и цвет масла являются важнейшими характеристиками, по которым можно качественно судить о содержании посторонних примесей. Свежие турбинные масла обычно светлого цвета с желтоватым оттенком. Несколько темнее цвет у сернистых масел. Характерна зеленая подцветка у гидроочищенных масел. Эксплуатационное масло под влиянием смол, осадков и загрязнений темнеет, приобретает различные тона вплоть до темно-красного. Цвет масла с присадками зависит от типа присадок. Быстрое и сильное потемнение масла указывает на его быстрое изнашивание. Одним из показателей хорошей очистки масла является наличие флюоресценции (отсвечивания).

Если рассматривать свежее масло в проходящем свете, то на его поверхности всегда бывает голубоватое или зеленоватое отсвечивание. Масла Тп-22 и Тп-22С обладают специфической ярко-зеленой флюоресценцией (иногда с синеватым оттенком). В окисленных, загрязненных маслах флюоресценция выражена слабо (матовая или слегка голубоватая) или совсем отсутствует.

# Описание оборудования системы маслоснабжения РО

## Маслобак аварийного слива масла ТА20В01

Маслобак имеет наружный диаметр 2980 мм и высоту 2480 мм, установлен в помещении А-113 на отметке 0.0 обстройки РО. Предназначен для аварийного слива масла из маслосистем ТК и YD в случае возникновения пожара. Также используется как накопительная емкость для протечек масла.

*Технические характеристики бака ТА20В01*

| | |
|---|---|
| *рабочий объем* | *15 м$^3$* |
| *материал* | *Ст3* |
| *объемно-высотное отношение* | *0,07 м$^3$/см.* |
| *давление* | *атмосферное* |

## Маслобак сбора протечек масла ТА20В02

Маслобак размерами 1,4х1,4х0,5 м расположен в приямке помещения А-020 в низшей геодезической точке всех маслосистем, так как он предназначен для сбора протечек, поступающих самотеком из оборудования и поддонов системы ТА. При заполнении маслобак ТА20В02 по мере необходимости перекачивается в ТА20В01.

*Технические характеристики бака ТА20В02*

| | |
|---|---|
| *рабочий объем* | *0,784 м$^3$* |
| *объемно-высотное отношение* | *0,019 м$^3$/см* |
| *материал* | *Ст3* |
| *давление* | *атмосферное* |

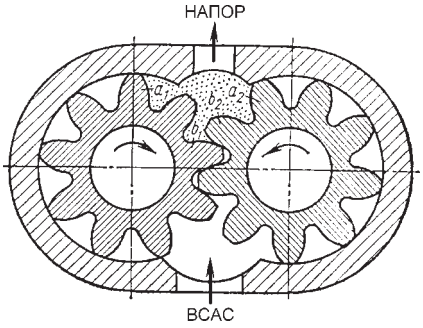
## Маслонасосы перекачки масла ТА20Д01,02,04

Насосы ТА20D01,02 предназначены для откачки маслобака аварийного слива ТА20В01 на ММДХ или спецкорпус. Насос откачки собранных протечек ТА20Д04 по конструкции и характеристикам идентичен ТА20Д01,02.

Все насосы, применяемые в системе ТА - шестеренные, по принципу действия относятся к объемным насосам. Шестеренным называют зубчатый насос с рабочими органами в виде шестерен, обеспечивающих геометрическое замыкание рабочей камеры и передающих крутящий момент.

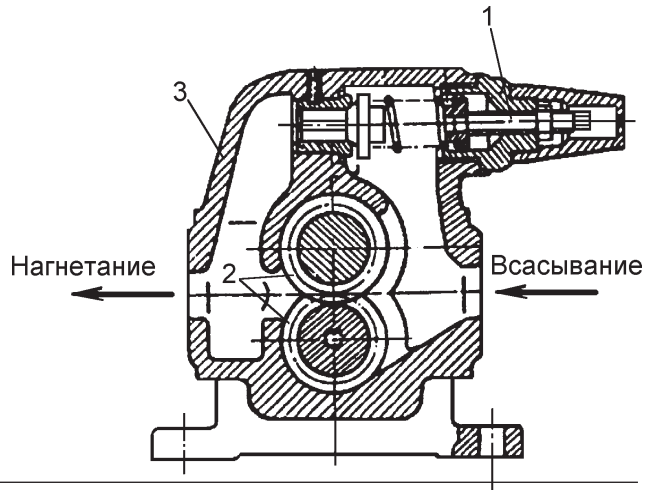
Принцип действия таких насосов виден из приведенного рисунка. Насос состоит из двух широких цилиндрических зубчатых колес плотного сцепления, помещенных в плотно охватывающий их корпус с каналам для подвода и отвода жидкости. При вращении шестерен жидкость, заключенная во впадинах зубьев, переносится в камеру нагнетания (отмеченную точечной штриховкой), которая образована корпусом насоса и зубьями $a_1$, $в_1$, $в_2$, и $a_2$. Зубья $a_1$ и $a_2$ при вращении шестерен вытесняют больше жидкости, чем может поместиться в пространстве, освобождаемом зубьями $в_1$ и $в_2$, находящимися в зацеплении. Разность объемов, описываемых этими двумя парами зубьев, вытесняется в нагнетательную линию насоса.

*Принцип работы шестеренного насоса*




*Упрощенное устройство насоса типа Ш*

*1 - перепускной клапан*
*2 - ведущая и ведомая шестерни*
*3 - корпус насоса*




Шестеренные насосы типа "Ш" с модулем зацепления m=4 мм предназначены для перекачивания чистых, неагрессивных, обладающих смазывающей способностью жидкостей с кинематической вязкостью 0,2-6,0 см$^2$/с при рабочей температуре для масла не более 70 $^0$С. Предприятие-изготовитель шестеренных насосов - завод противопожарного машиностроения, г.Ливны, Орловская обл.

Шестеренный насос состоит из корпуса, ведущего и ведомого роторов, представляющих собой прямозубые шестерни, втулок подшипников скольжения, узла уплотнения вала. Для уплотнения вала используется торцевое уплотнение.

*Технические характеристики маслонасосов TA20D01,02,04*

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *Ш8-25-5,8/2,5-Б1* |
| *рабочее давление* | *2,5 кгс/см$^2$* |
| *срабатывание перепускного клапана* | *3,75 кг/см$^2$* |
| *подача (при вязкости 0,75 см$^2$/с)* | *5,8 м$^3$/ч* |
| *число оборотов* | *1450 об/мин* |
| *КПД насоса* | *43%* |
| *потребляемая мощность* | *1,1 кВт* |
| *допустимый уровень вибрации* | *2,81 мм/с* |

## Маслонанос аварийного опорожнения маслобаков подпиточных насосов TA20D03

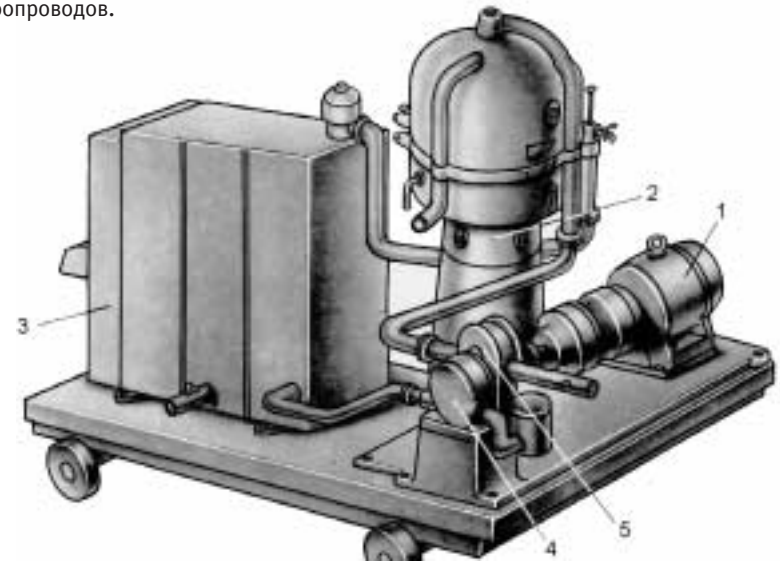
Конструктивно полностью аналогичен насосам TA20D01,02,04. Используется для аварийного опорожнения маслобаков подпиточных насосов, поскольку маслобак TA20B01 расположен выше баков TK91-93B01 и использование слива самотеком невозможно. В отличие от насосов TA20D01,02,04 насос TA20D03 управляется не с местного щита, а с БЩУ.

*Технические характеристики маслонасосов TA20D01,02,04*

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *Ш40-6-18/4;* |
| *рабочее давление* | *4 кг/см$^2$* |
| *срабатывание перепускного клапана* | *6 кгс/см$^2$* |
| *подача (при вязкости 0,75 см$^2$/с)* | *8 м$^3$/ч* |
| *число оборотов* | *980 об/мин* |
| *потребляемая мощность* | *5,5 кВт* |
| *электродвигатель* | *4А 132 6У3* |
| *допустимый уровень вибрации* | *2,8 мм/с* |

## Маслоочистительная установка TA20N01 типа ПСМ

Маслоочистительная установка TA20N01 (ПСМ2-4) предназначена для очистки масла от воды и мехпримесей, состоит из: центробежного сепаратора; сдвоенного маслонасоса; электронагревателя с вакуум-баком; вакуумного насоса; фильтропресса; фильтра грубой очистки; крана четырехходового; шкафа управления; тележки (рамы) и трубопроводов.




*Общий вид установки для очистки масла центрифугированием*
*1 - электродвигатель*
*2 - центробежный сепаратор*
*3 - бак с подогревателем масла*
*4 - насос для подачи неочищенного масла в сепаратор*
*5 - насос для очищенного масла*

*Технические характеристики маслоочистной машины ПСМ*

| | |
|---|---|
| *тип* | *ПСМ2-4* |
| *производительность при:* | |
| *кларификации* | *4000 л/ч* |
| *пурификации* | *3000 л/ч* |
| *тах качество кларификации по наличию мех.примесей* | *0,005%* |
| *тах качество пурификации по наличию влаги* | *0,05%* |
| *температура сепарируемого масла* | *> 40$^0$С* |
| *тах вязкость сепарируемого масла* | *70сСт;* |
| *мощность двигателя сепаратора и насосов* | *5,5 кВт;* |
| *мощность вакуум насоса* | *0,55 кВт;* |
| *мощность эл.нагревателя* | *56-72 кВт;* |
| *частота вращения эл.двигателя* | *1450 об/мин;* |
| *частота вращения барабана-сепаратора* | *6600 об/мин;* |
| *допустимое сопротивление изоляции эл.оборудования* | *1,0 Мом;* |

### Переносные емкости

Переносные емкости устанавливаются в помещении А-113 для сбора протечек масла с ТА20D01,02, ТА20N01, при выводе в ремонт и дренировании элементов маслосистем ТА, ТК-90, YD50,60 при отсутствии поддонов, для транспортировки масла, при заполнении и доливке масла в системах смазки эл.двигателей ТК21,22,23D02, TQ11,21,31D01, TQ12,22,32D01, TQ13,23,33D01.

### Стационарные поддоны

Стационарные поддоны под элементами маслосистем ТА, ТК-90 и YD50,60 собирают возможные протечки масла из-за неплотности фланцевых соединений арматуры и оборудования, протечек торцевых уплотнений маслонасосов, поступлений при продувке пробоотборных линий при взятии масла на химконтроль, слива масла из переносных поддонов оперативным персоналом, дренировании элементов маслосистем для производства ремонтных работ.

Масло из стационарных поддонов стекает в ТА20B01 или ТА20B02 по трубопроводам, выполненным с уклоном не менее 0,08 в сторону этих маслобаков.

## Связи системы ТА с остальными системами АЭС

Система маслоснабжения реакторного отделения ТА физически связана с:

- ММДХ пускорезервной котельной через арматуру приема масла в машзале и вентиль откачки;
- маслохозяйством спецкорпуса (ХТР0) через вентили откачки и приема отрегенерированного масла;
- маслосистемами, обеспечивающими маслом ГЦН УД50,60 - через вентили заполнения и дренажа;
- маслосистемами ТК (обеспечение подпиточных агрегатов) ТК91 ТК92 ТК93 - через вентили заполнения и дренажа.

## Контроль качества масла, используемого в системе маслоснабжения РО

Используемые в маслосистемах РО турбинные масла Т-22 и Тп-22 изготавливаются из маслозернистых нефтей с кислотоземельной очисткой, получаемые в РО из ММДХ турбинные масла должны иметь следующие характеристики:

*Технические характеристики турбинных масел Т-22 и Тп22*

| | |
|---|---|
| *вязкость кинематическая при 50 $^0$C,* | *20-23* |
| *t вспышки в открытом тигле, не ниже* | *180 $^0$C* |
| *температура застывания, не выше* | *-15 $^0$C* |
| *кислотное число (мг КОН на 1г масла), не более* | *0,02* |
| *стабильность по содержанию осадка, не более* | *2* |
| *натровая проба в баллах, не более* | *0,10%* |
| *время деэмульсации, не более* | *5 мин* |

В процессе эксплуатации работающее, отрегенерированное, осушенное или очищенное масло должно удовлетворять следующим нормативам:

| | |
|---|---|
| *кислотное число (мг КОН на 1г масла), не более* | *0,5* |
| *реакция водной вытяжки* | *нейтральная* |
| *вода, шлам, мех.примеси (визуально)* | *отсутствуют* |

## Эксплуатация, контроль и управление системой маслоснабжения РО

Все маслонасосы имеют показывающие манометры на всасе и напоре. Баки снабжены средствами контроля уровня. Насосы ТА20D01,02 управляются с местного щита НК09 в помещении А-113. Насос ТА20D04 управляется с местного щита НК15 в пом.

А-020 и имеет трехпозиционный переключатель вида работы: “Ручное”, “Автомат”, “Отключено”.

Насос TA20D03 управляется с панели БЩУ НУ-10. Коммутационная аппаратура управления и блокировок находится в шкафу HZ-78 на несистемном УКТС БЩУ. Информация по насосу может вызываться на дисплей оператора БЩУ по запросу.

Маслобак TA20B01 снабжен смотровым стеклом контроля уровня и сигнализацией заполнения, выведенной на свето-звуковое табло БЩУ “Уровень бака аварийного слива масла высок” (панель НУ-10 БЩУ). Датчик уровня индукционного типа - УЖИ.

Маслобак TA20B01 по проекту снабжен аналогичными УЖИ для автоматического включения и отключения насоса TA20D04 по соответственно высокому и низкому уровню в баке.

Система маслоснабжения РО находится в оперативном ведении НСРЦ и оперативном управлении СИЭРО. Нормальное состояние маслосистемы ТА - резерв с возможностью автоматического включения насоса TA20D04 и готовностью остальных узлов и компонентов к выполнению своих функций. Ввиду пожароопасности помещения системы маслоснабжения РО должны быть закрыты на замок. Ключи должны находиться на рабочем месте ОРО/СОРО в пом. А-216.

Эксплуатация в режиме ожидания заключается в контроле системы оператором в ЗСР путем периодических обходов. Осмотр оборудования и трубопроводов системы ТА производится ИЭРО, СОРО и ОРО. При осмотре контролируется:

- состояние трубопроводов, арматуры, их опор и подвесок;
- положение арматуры, наличие пломб на пломбируемой арматуре;
- наличие и исправность КИП;
- изменение уровней масла в маслобаках вследствие протечек или проводимых операций.
- неорганизованные протечки не допускаются, пролитое масло необходимо убрать немедленно.
- протирка оборудования и поддонов от масла проводится ежесменно.
- наличие средств пожаротушения. При этом проверяется их комплектность, срок очередной проверки, наличие пломб.
- отсутствие протечек в поддоны и на электрооборудование из дренчеров системы аварийного пожаротушения;
- закрытое положение трапных вентилей в помещениях маслосистем.

При появлении необходимости на оборудовании маслосистемы РО ТА также могут быть реализованы следующие эксплуатационные режимы:

- заполнение маслосистем ТК90, YD50,60 от ММДХ (СК);
- сбор протечек масла;
- удаление отработанного масла;
- замена масла в маслосистемах ТК90;
- замена масла в маслосистемах YD50,60;
- очистка масла на установке ПСМ-2-4;
- опробование оборудования с проверкой блокировок;
- вывод оборудования в ремонт и ввод из ремонта.

Эти режимы являются основными для системы ТА и характерны в наибольшей степени для периодов ремонта блока. Также они возникают в случае отклонения качества масла в системах ТК90, УД50,60 от установленных норм.

С точки зрения ликвидации возгораний в помещениях маслосистем подпиточных насосов и маслосистем ГЦН значение системы ТА очень важно, поскольку при этом во избежание образования большого пожара масло из соответствующего маслобака должно быть сдренировано в TA20B01.

В маслосистемах ГЦН для реализации этого имеется по одному дренажу с электроприводной арматурой TA20S04,05 из баков YD50,60B01, в случае пожара после открытия указанной арматуры масло самотеком сливается в бак TA20B01.

В маслосистемах подпиточных насосов для реализации этого имеется по одному дренажу с электроприводной арматурой TA20S01,02,03 из баков ТК91,92,93B01, в случае пожара после открытия указанной арматуры из-за более высокой геодезической точки расположения бака TA20B01 для слива масла используется насос TA20D03.

Заполнение элементов маслосистем маслом производится по письменному распоряжению начальника РЦ (ЗНРЦ по эксплуатации). Прием масла в реакторное отделение с ММДХ или СК разрешается проводить после получения паспорта на масло,

качество которого должно соответствовать требованиям, изложенным в предыдущем разделе.

Все операции по приему и удалению масла должны отражаться в оперативном журнале и журнале рапортов НСРЦ с указанием источника поступления масла, места, куда принимается или удаляется масло, номера паспорта на масло.

Откачка отработанного масла из TA20B01 производится насосом TA20D01 (TA20D02) на спецкорпус или в ММДХ на основании химанализов на отработанное масло. При радиационном загрязнении масла выше $1,5x10^{-8}$Ки/л удаление его из реакторного отделения на ММДХ запрещается.

При эксплуатации системы не допускаются проливы масла в спецканализацию РО. Трапы в помещениях маслосистем реакторного отделения (A-018$_{/1,2,3}$, A-019$_{/1,2,3}$, A-020, A-113, A-119$_{/1,2,3}$, A-315$_{/1,2}$) в обязательном порядке должны быть закрыты, и должен проводиться ежесменный контроль состояния трапов с записью результатов контроля в оперативном журнале. Обнаруженные протечки масла или водо-масляной смеси должны немедленно убираться. Открытие трапов для удаления из них накопленных протечек запрещается.

При эксплуатации маслосистемы TA система автоматического пожаротушения, обслуживающая помещения системы, должна находиться в состоянии готовности к работе.

Запрещается эксплуатация системы при неработающей противопожарной автоматике в помещениях A-018$_{/1-3}$,A-020, A-113, A-315$_{/1,2}$, ГА-311.

Запрещается эксплуатировать систему при разукомплектованных первичных средствах пожаротушения или при просроченных сроках переосвидетельствования огнетушителей.

Запрещается эксплуатировать систему при неработающей вентиляции TL26 и TL29.

Запрещается эксплуатация механизмов системы TA при неработоспособном штатном освещении в помещениях где они расположены.

Маслобак TA20B01 при наличии масла в системах YD50,60 и TK90 должен иметь свободный объем не менее 12 м$^3$ для возможности аварийного приема масла (уровень в баке - примерно 1,7 метра). Однако при эксплуатации маслосистем РО существует проблема выполнения этого требования, так как по проекту маслобак TA20B01 также выполняет функцию промежуточной емкости сбора протечек масла. Это требует постоянного контроля уровня в TA20B01 и своевременной откачки накопившихся в нем протечек на ММДХ или СК.

Периодичность и объем контроля качества масла устанавливается требованиями главы 46 ПТЭ.

Работоспособность маслосистемы TA на работу оборудования реакторного отделения влияет незначительно ввиду того, что выполняет вспомогательные, обеспечивающие функции для систем, имеющих собственный резерв.

При этом следует помнить, что система TA является потенциальным источником возгораний и, следовательно, косвенным образом влияет на безопасность.

Именно этим объясняются:

- наличие автоматических систем пожаротушения в помещениях TA и стационарных постов пожаротушения возле них;
- особый режим доступа в помещения (замки на дверях);
- отдельные вентсистемы на обслуживание помещений TA с шиберами, поддерживаемыми в открытом положении плавкими вставками из сплава Вуда;
- особый режим поддержания чистоты в помещениях TA;
- запрет даже на кратковременное нахождение кислородных баллонов в помещениях системы TA;
- строгие организационные мероприятия при выполнении работ на системе.

К тому же попадание масла в трапные воды системы спецканализации TZ резко снижает работоспособность установок СВО-3 спецводоочистки и увеличивает количество радиоактивных отходов.

До 1991 года существовала проблема утилизации отработанного масла. Это было вызвано невозможностью откачки радиоактивного масла из системы TA на ММДХ по условиям требований НРБ, а также невозможность его переработки на спецкорпусе из-за отсутствия соответствующего оборудования.

Именно учитывая это положение на втором и четвертом блоках Балаковской АЭС были сделана попытка решить эту проблему путем установки маслоочистительных

машин типа ПСМ непосредственно в помещениях А-113 обстройки РО.

С вводом оборудования обработки масла на ХТРО в 1991 году необходимость в маслоочистительной машине ТА20N01 практически отпала. К тому же при работе ТА20N01 требуется постоянное присутствие оператора для ее контроля. Также является очевидным, в связи с очень редким использованием ТА20N01 снижается и квалификация операторов, что также негативно сказывается на эффективности работы ее использования.

В части эксплуатации вызывает определенные сложности разветвленность системы, что не исключает ошибки персонала, особенно на начальных этапах самостоятельной работы. Понизить вероятность ошибок позволяет работа строго по бланкам переключений.

Общая оценка надежности оборудования системы вполне удовлетворительная, за исключением маслоочистильной машины. Последняя из-за конструктивных недостатков имеет небольшой ресурс работы и невысокую надежность.

По опыту эксплуатации была выявлена необходимость держать с разобранными электросхемами арматуру аварийного (в случае пожара) слива из оборудования УД50,60; ТК90 во избежание ошибочного дренирования систем, особенно находящихся в работе.

Мера представляется вынужденной, поскольку в случае пожара требуется дополнительно время на сборку схем арматуры, следовательно может задерживается начало ликвидации (локализации) пожара.

# Пожарная опасность масляных систем

Большое масляное хозяйство таит в себе значительную потенциальную угрозу возникновения пожара.

При нагревании масла наиболее летучие его фракции испаряются и образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении открытого источника огня. Температура обезвоженного масла, при которой указанная смесь загорается на 2-3 секунды, а затем гаснет, называется ТЕМПЕРАТУРОЙ ВСПЫШКИ. Температура, при которой от поднесения открытого источника огня не только вспыхивают пары, но и горит нагретое масло в течение 5 секунд и более, называется ТЕМПЕРАТУРОЙ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ. Масло может загореться в воздушной среде и без поднесения открытого пламени, если оно будет нагрето до ТЕМПЕРАТУРЫ САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ.

Для свежего турбинного масла Т-22 и Тп-22 указанные выше температуры составляют:

- $T_{вспышки}$ = 180...190 °С;
- $T_{воспламенения}$ = 200...210 °С;
- $T_{самовоспламенения}$ = 370...380 °С.

Чем ниже температура вспышки, тем выше испаряемость масла и тем большей пожарной опасностью оно обладает. Низкую температуру вспышки придают маслу светлые нефтепродукты (бензин, керосин и др.), тем или иным образом попавшие в систему. (В частности, резервная дизельная станция не имеет централизованной системы маслоснабжения и доставка масла сюда производится в бензовозах.) Понижение температуры вспышки может произойти при разложении масла из-за высокого местного нагрева или электроискрового “пробоя” смазочного слоя в подшипнике.

Температура самовоспламенения масла понижается в случае присутствия в нем оксидов металлов, тепловой изоляции, обтирочных тряпок. Интересен в этом отношении следующий опыт. Орошение распыленным маслом Т-22 участка чистой поверхности стальной трубы, нагретой до температуры 300°С, не образовало очага пожара. Однако наложение на поверхность той же трубы отслоившейся и растрескавшейся изоляции, пропитанной маслом и содержащей щелевые каналы для проникновения подогретого воздуха, привело к ее постепенному (40-60 минут) разогреву и образованию локальных тлеющих очагов. Распыленное масло, попавшее в такой очаг, моментально воспламенялось (аналогичные обстоятельства неоднократно складывались и на АЭС).

Повышение температуры при возгорании масла приводит к разуплотнению фланцевых соединений маслопроводов, выгоранию прокладок и к дополнительному поступлению масла к очагу пожара. Развитию пожара способствует воспламенение контрольных и силовых кабелей, а также изоляционных матов, пропитанных маслом.

Аварийный слив масла производится в специальные резервуары, находящиеся за пределами опасной зоны. Трубопровод и арматура аварийного слива устанавливается вне зоны возможного горения масла. Сечение сливного трубопровода выбирается из условия обеспечения слива масла в течение 10-15 минут.

Многие пожары возникают из-за нарушения инструкций по технической эксплуатации и правил техники безопасности, запрещающих производство работ на действующем оборудовании и на маслопроводах, находящихся под давлением. При работающем маслонасосе разрешается лишь замена манометров и наладка системы регулирования по специальной программе. Масляную арматуру следует ревизировать своевременно, причем  на остановленной системе.

При расследовании аварий, связанных с пожарами на электростанциях, выявляются серьезные нарушения:

- напорные маслопроводы, находящиеся в зоне горячих поверхностей, не всегда заключены в защитные короба;
- кожухи изготовлены из листовой стали толщиной менее 3 мм;
- фланцевые соединения вне защитного короба, находящиеся вблизи горячих поверхностей, не всегда снабжены защитными кожухами с отводом возможных протечек в безопасное место;
- встречаются плоские фланцы вместо фланцев типа “шип-паз”;
- трубопроводы и арматуру слива масла располагают в зоне возможного пожара;
- горячие поверхности вблизи маслопроводов не заизолированы, а если и есть изоляция, то она не обшита жестью, поэтому пропитывается маслом.

# Система сжатого воздуха на пневмопривода UT

## Цели обучения

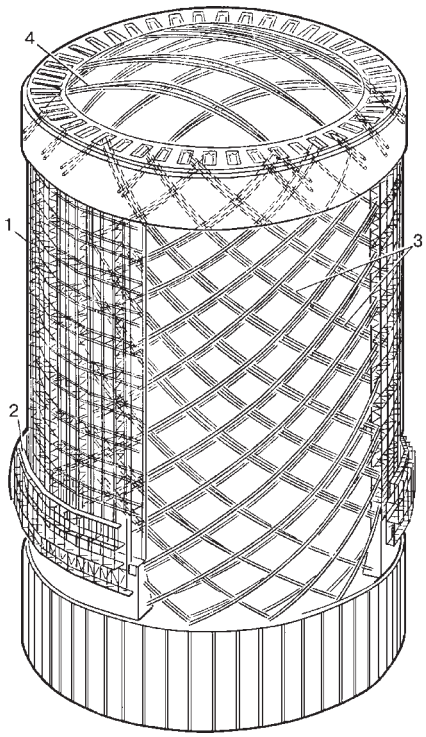
По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение системы сжатого воздуха на пневмопривода UT.
- Назвать потребителей сжатого воздуха системы UT.
- Описать основные характеристики и устройство следующих компонентов системы сжатого воздуха UT:
  - Компрессорных станций US11-31D01;
  - Воздухосборников UT10-30B01.
- Нарисовать упрощенную схему системы сжатого воздуха на пневмопривода UT.
- Назвать основные эксплуатационные режимы системы сжатого воздуха на пневмопривода UT.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы сжатого воздуха на пневмопривода UT.**

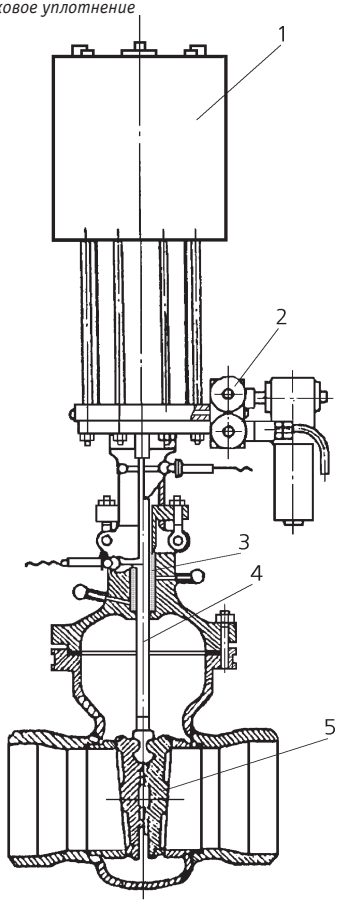
*Конструкция герметичной оболочки*

*1 - армокаркас*
*2 - строительная опалубка*
*3 - канаты цилиндрической части*
*4 - канаты купольные*




*Быстродействующая локализующая задвижка с пневмоприводом фирмы "Persta"*

*1 - пневмопривод*
*2 - пневмораспределитель*
*3 - сальниковое уплотнение*
*4 - шток*
*5 - затвор*




# Назначение системы сжатого воздуха на пневмопривода UT

При авариях с разрывом трубопроводов первого контура на АЭС может происходить выброс радиоактивных веществ во внутреннее пространство технологических помещений. Чтобы удержать среду с высоким давлением и температурой, которая выходит из двух концов разорвавшегося трубопровода первого контура максимального диаметра Ду850 используется защитная оболочка.

Защитная оболочка как конструкция, обеспечивающая безопасность окружающей среды, впервые была применена в 1953 году для реактора Ноллзской лаборатории атомной энергетики в США. Она является самой крупной защитной оболочкой до настоящего времени, ее объем составляет 170 тыс. м$^3$. С тех пор защитные оболочки получили широкое распространение в практике строительства АЭС с различными типами реакторов. В настоящее время в мире построено более 140 защитных оболочек различных типов. Для того, чтобы при авариях с разрывом трубопроводов первого контура на АЭС с ВВЭР-1000 не происходила утечка радиоактивности в окружающую среду все пересекающие стены гермооболочки коммуникации должны быть отсечены. Для этого стены и перекрытия герметичной оболочки в месте пересечения с трубопроводом или электрическим кабелем оборудуются герметичными проходками, предотвращающими распространение активности за пределы герметичного объема.

Оборудование реакторных установок ВВЭР-1000 Балаковской АЭС также заключено в железобетонную предварительно напряженную герметичную оболочку. Защитные герметичные оболочки блоков Балаковской АЭС выполнены в виде цилиндров внутренним диаметром 45 метра, соединенного с плоским днищем и перекрытого куполообразным верхом.

Стены и перекрытия герметичной оболочки в месте пересечения с трубопроводами или электрическими кабелями оборудуются герметичными проходками, предотвращающими распространение активности за пределы герметичного объема. Для того, чтобы при аварии не допустить утечку радиоактивности в окружающую среду, все пересекающие стены гермооболочки коммуникации должны быть отсечены. Для герметизации ГО путем быстрого отсечения коммуникаций, связывающих герметичные и негерметичные помещения, предназначена система локализующих групп.

В локализующую группу входят изолирующая (отсечная) арматура, герметичные проходки и участки трубопроводов между изолирующей арматурой. Участки трубопроводов групп локализации снабжены штуцерами для подключения контроля герметичности изолирующей арматуры. Арматура групп локализации располагается таким образом, что длина трубопроводов между арматурой и проходкой является минимальной.

В качестве локализующей на блоках АЭС с унифицированным реактором ВВЭР-1000 применяется, в основном, быстродействующая арматура с поршневым пневматическим приводом одностороннего действия: поршень в сторону открытия приводится в движение сжатым воздухом и при этом сжимает пружину закрытия, а в сторону закрытия - пружиной. Передача усилия на запорный орган производится через удлиненный шток, прямо соединенный с поршнем. Время закрытия быстродействующей пневмоотсечной арматуры - менее 10 секунд. На энергоблоках Балаковской АЭС установлена как пневмоарматура ФРГ фирмы "Persta", так и арматура производства России.

Положение этой арматуры при работе РУ на мощности - открытое, закрытие или, как говорят, "посадка" ее происходит автоматически по сигналам разрывных защит 1 контура:

- давление под гермооболочкой > 1,3 кгс/см$^2$;
- запас до вскипания 1 контура менее 10$^0$ С.

Управление приводом производится управляющим импульсным электромагнитным клапаном - пневмораспределителем. Принцип управления заключается в подаче или сбросе им сжатого воздуха из пневмопривода, приводящих к открытию или закрытию арматуры.

Пневмоприводы различаются тем, что у клапанов из-за небольшого хода штока применяется тарельчатая пружина, а у задвижек - витая пружина из проволоки. Также имеется небольшое отличие по подводу управляющего воздуха - часть пневмоприводов арматуры питается сжатым воздухом не напрямую от линии 50 кгс/см$^2$, а через понижающий давление воздуха до 16 кгс/см$^2$ редуктор.

В конструкции локализующей быстродействующей пневмоарматуры реализован принцип устройств безопасности пассивного типа так как для ее срабатывания сжатый воздух не требуется, ее закрытие происходит только за счет энергии сжатой пружины.

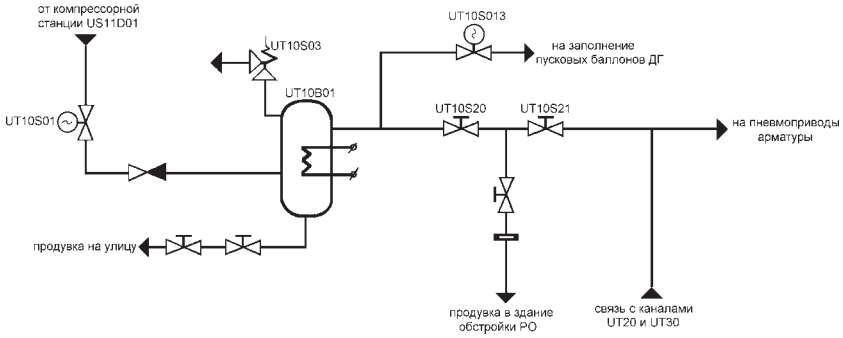
Однако нормальная эксплуатация энергоблока возможна только при наличии циркуляции в пересекающих стены гермооболочки трубопроводах YD, TK, TF, VB, VF, TG, TV, TY, TP, создающей необходимые для работы основного оборудования РУ условия. Следовательно необходима постоянная подача сжатого воздуха для поддержания пневмоарматуры в открытом положении. Ложное закрытие пневмоотсечной арматуры на ответственных системах как правило вызывает срабатывание АЗ, а также может привести к серьезному повреждению основного оборудования РУ.

Соответственно для накопления и подачи сжатого воздуха высокого давления на пневмоприводы быстродействующей арматуры для ее поддержания в открытом положении имеется система сжатого воздуха UT.

Система сжатого воздуха для пневмоприводов относится к системам, важным для безопасности АЭС и состоит из трех каналов, в состав каждого из которых входят:

- компрессорная станция пневмоприводов (расположена в соответствующей ячейке РДЭС и обслуживается МДВС);
- воздухосборник UT10(20,30)B01;
- трубопроводы разводки сжатого воздуха к пневмоприводам арматуры.

Кроме подачи сжатого воздуха на пневмопривода локализующей арматуры система UT имеет еще одну не менее важную функцию - снабжение сжатым воздухом пусковых баллонов дизелей GV(GW,GX) через арматуру UT10(20,30)S13. Дело в том, что разворот и запуск дизеля производится сжатым воздухом от системы пускового сжатого воздуха ДГ. Причем этот сжатый воздух используется не только для собственно раскрутки коленвалов дизеля (“пусковой воздух”), но и для инициации срабатывания различных устройств автоматики и блокировок (“управляющий воздух”). Воздушные баллоны пусковой системы дизеля (10 штук с V=400 литров и P=45 кгс/см$^2$) объединены в 2 группы по 5 баллонов каждый, которые отделены между собой обратными клапанами, чтобы выход из строя группы баллонов не приводил к снижению готовности ДГ к пуску. Запас сжатого воздуха в каждой группе обеспечивает 3-4 последовательных пуска ДГ без дозарядки. Для местного контроля давления в каждой группе баллонов установлены манометры.




*Упрощенная схема системы сжатого воздуха на пневмопривода (на примере канала UT10)*

Для надежного питания исполнительных устройств, участвующих в технологических операциях пуска, остановки и проворачивания коленвалов дизеля при прокрутке установлен один баллон управляющего сжатого воздуха (V=400 литров и P=45 кгс/см$^2$). От пусковых баллонов он отделен обратными клапанами, которые предотвращают падение давления в управляющей системе при значительном расходе воздуха из пусковых баллонов.

Первоначально по проекту в пусковых баллонах дизеля использовался сжатый воздух с давлением 32 кгс/см$^2$, при этом подпитка баллонов начиналась при снижении давления в них до 27 кгс/см$^2$ и прекращалась при достижении давления в баллонах 32 кгс/см$^2$. Однако при проведении реконструкции РДЭС в 1996-98 годах пусковые баллоны были переведены на более высокое давление пускового воздуха 45 кгс/см$^2$.

Заполнение управляющего и пусковых баллонов каждого ДГ производится от соответствующего ресивера сжатого воздуха системы UT через арматуру UT10(20,30)S13 от компрессорной станции пневмоприводов. При снижении давления воздуха в пусковых баллонах до 40 кгс/см$^2$ электропневмоклапан по импульсу от электроконтактных манометров открывает доступ через редукционные клапана к пусковым балло

нам. При повышении давления воздуха в пусковых баллонах до 45 кгс/см$^2$ разрывается цепь питания электропневмоклапана, который закрывается и пополнение воздухом баллонов прекращается. Электроконтактные манометры, установленные на трубопроводах от ресивера к блоку клапанов и от блока клапанов к пусковым баллонам дают команду на открытие электропневмоклапана пополнения пусковых баллонов, включают предупредительную сигнализацию об аварийном снижении давления пускового воздуха в магистрали, выдают информацию о давлении воздуха в магистрали до блока клапанов. Запас сжатого воздуха в каждой группе должен обеспечивать 3-4 последовательных пуска ДГ без их подпитки.

Подача сжатого воздуха на привод и дугогашение генераторного выключателя КАГ-24 также выполнена от системы сжатого воздуха UT, врезка на него расположена в районе ресивера UT10B01 после арматуры подачи сжатого воздуха на пусковые баллоны первого дизеля UT10S13.

# Описание оборудования системы сжатого воздуха на пневмопривода UT

## Компрессорная станция пневмоприводов

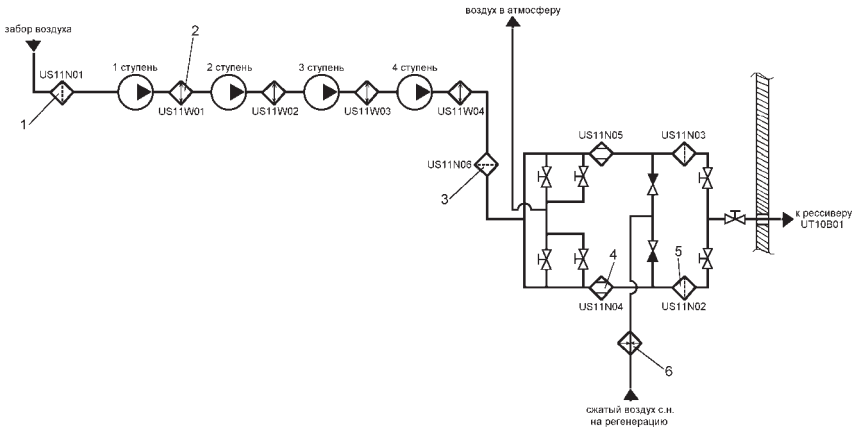
Для подачи сжатого воздуха в ресивер и далее на потребители в каждой подсистеме установлено по одному поршневому компрессору US11,21,31D01 типа 302ВП 5/70 (или 2ВМ4-12/65). Компрессор - угловой, четырехступенчатый, двойного действия с воздушными холодильниками после каждой ступени.

Для привода компрессора используется электродвигатель типа АВ2-101-8. Ротор электродвигателя насажен на коленчатый вал компрессора.

*Техническая характеристика компрессора*

| *Наименование* | *Значение* |
|---|---|
| *Производительность* | *5 м$^3$/мин* |
| *Давление после 4 ступени* | *70 кгс/см$^2$* |
| *Число цилиндров* | *4 шт.* |
| *Потребляемая мощность* | *64 квт* |
| *Частота вращения* | *735 об/мин* |

В процессе сжатия воздуха в ступенях компрессора он нагревается, поэтому на выходе с каждой ступени компрессора воздух направляется в холодильники, охлаждаемые техводой VF соответствующей системы. Для защиты компрессора от перегрева в случае прекращения циркуляции охлаждающей жидкости на трубопроводе подачи техводы на компрессор установлено реле протока. При отсутствии протока охлаждающей воды оно выдает запрет на включение электродвигателя компрессора.




*Упрощенная схема компрессорной станции (на примере US11D01)*

*1 - фильтр воздушный*
*2 - холодильник воздуха*
*3 - масловлагоотделитель*
*4 - адсорбер воздуха*
*5 - фильтр очистки воздуха*
*6 - электронагреватель*

Компрессор оснащен ЭКМ для контроля давления масла в кривошипно-шатунной группе, который отключает компрессор при падении давления масла ниже 1,1 кгс/см$^2$. Кроме того, предусмотрено автоматическое отключение компрессора при повышении давления на линии нагнетания более 55 кгс/см$^2$ и повышении температуры на нагнетательных линиях после каждой ступени компрессора более 170 градусов С.

Для удаления влаги и пыли из нагнетаемого в систему воздуха после компрессора установлен блок осушки воздуха. Необходимость установки блока очистки воздуха

вызвана жесткими требованиями по ограничению количества пыли и влаги в пусковом воздухе дизелей и пневмоприводах арматуры. Блок очистки воздуха состоит из двух адсорберов, двух фильтров воздуха и электронагревателя мощностью 30 кВт.

Фильтр-адсорбер представляет собой двухгорловый баллон, заполненный адсорбентом (цеолит марки NaX). В горловину баллона вворачивается фильтр, предназначенный для предотвращения попадания пыли адсорбента в очищаемый воздух.

Фильтр воздуха представляет собой стальной баллон со съемной крышкой, внутри которой расположен фильтрующий элемент в виде перфорированного стакана, обернутого пористой металлической лентой Х18Н15-ПМ марки ПНС-6.

Электронагреватель представляет собой кожухотрубный теплообменный аппарат. В корпусе электронагревателя находится вставка, состоящая из четырех стержней, перегородок и решетки. Нагревательные элементы типа ТЭН закреплены на решетке и соединены между собой шинами.

## Воздухосборники UT10(20,30)B01

Воздухосборник предназначен для накопления необходимого буферного объема воздуха, подаваемого в систему компрессором, а также для дополнительного отделения влаги и масла, содержащихся в воздухе. Расположены воздухосборники снаружи здания реакторного отделения у осей А и Д.

Воздухосборник представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд высотой 5830 мм, состоящий из двух эллиптических днищ и обечайки с наружным диаметром 2000 мм и толщиной стенки 35 мм. В воздухосборнике имеется люк-лаз диаметром 450 мм и патрубки с приваренными к ним трубопроводами.

Для защиты от переопрессовки на воздухосборник установлен пружинный предохранительный клапан прямого действия с выхлопом в атмосферу. Для подогрева воздуха в зимнее время воздухосборники оборудованы электронагревателями трубчатого типа, которые автоматически:

- включаются если температура в воздухосборнике ниже 5 градусов;
- отключаются если температура в воздухосборнике выше 10 градусов;

*Техническая характеристика воздухосборника*

| *Наименование* | *Значение* |
|---|---|
| *Объем* | *15 м$^3$* |
| *Рабочее давление* | *55 кгс/см$^2$* |
| *Давление гидроиспытаний* | *69 кгс/см$^2$* |
| *Температура рабочая* | *от -45 до 100$^0$ С* |
| *Рабочая среда* | *воздух* |
| *Давление срабатывания ПК* | *57,5 кгс/см$^2$* |

# Работа системы сжатого воздуха на пневмоприводы

Останов системы UT может производиться только после “холодного” останова блока с предварительным заневоливанием в открытом положении пневмоарматуры системы расхолаживания БВ для организации теплоотвода от хранящегося в бассейне выдержки отработанного топлива. Во всех остальных режимах работы энергоблока система UT должна функционировать.

При работе блока разрешается только вывод в ремонт одной нитки - компрессора пневмоприводов US11(21,31)D01 и соответствующего ресивера - на 7 суток, при условии подтверждения работоспособности двух других. При неисправности двух и более компрессоров согласно И.Э. требуется “холодный” останов блока.

При работе системы давление в воздухосборниках UT10,20,30B01 должно лежать в диапазоне 45 - 50 кгс/см$^2$. Теоретически при исправном пневмораспределителе и отсутствии утечки из пневмопривода конструкция пневмораспределителя за счет наличия обратного клапана позволяет удерживать арматуру в открытом положении при потере подачи управляющего воздуха, однако эксперименты со снижением давления управляющего воздуха ниже 40 кгс/см$^2$ лучше не производить.

Соответственно для своевременной подпитки воздухосборников имеется блокировка, вызывающая автоматическое включение компрессора и открытие арматуры на его напоре при снижении давления ниже 45 кгс/см$^2$. Отключение подпитки производится при достижении 50 кгс/см$^2$ в ресивере.

На выходных трубопроводах от воздухосборников UT10,20,30B01 к потребителям установлены перемычки, которые фактически объединяют все три канала системы в одно целое. Поэтому при подпитке системы в нормальных условиях происходит периодическое включения одного компрессора US11(21,31)D01, два других при этом находятся в резерве.

Для равномерной наработки числа часов оборудования на каждом из компрессоров выставлены отличные между собой уставки - 44, 45, 46 кгс/см$^2$ и ежемесячно персоналом ЦТАИ производится их взаимная перестановка.

При работе компрессора воздух, засасываемый через воздушный фильтр компрессором, сжимается по ступеням до рабочего давления 70 кгс/см$^2$ и поступает на блок очистки воздуха. В блоке очистки воздух с температурой не более 35 градусов при давлении 35-70 кгс/см$^2$ поступает в нижнюю часть одного из фильтров-адсорберов с цеолитом и проходит его снизу вверх.

Выходя через горловину адсорбера воздух проходит через фильтр воздуха, предназначенный для предотвращения попадания пыли цеолитового адсорбента в очищаемый воздух. Загрязнение сжатого воздуха адсорбентом совершенно недопустимо, так как при этом выходят из строя клапана в пневмораспределителях.

Ложная посадка пневмоарматуры вследствие отказа пневмораспределителя по причине попадания адсорбента в воздух уже имела место на Запорожской АЭС в 1987 году.

Таким образом, проходя блок очистки, воздух освобождается от влаги, углекислоты, ацетилена и пыли. Очищенный воздух поступает в воздухосборник, откуда следует к потребителю.

Насыщение цеолита влагой и двуокисью углерода происходит до определенного предела. Согласно инструкции по эксплуатации компрессорной станции время работы адсорбера в режиме очистки не должно составлять более 30 часов. После насыщения адсорбционная способность цеолита восстанавливается регенерацией, заключающейся в просушке адсорбента сухим нагретым до 400 градусов воздухом, подаваемым от системы сжатого воздуха на собственные нужды. Регенерация адсорбера производится по схеме обратного тока и продолжается до температуры на выходе 220 градусов.

При отсутствии значительных утечек воздуха из системы компрессор US11(21,31)D01 обычно включается один раз в смену, нарабатывая тем самым за сутки в среднем около 3 часов. Увеличение длительности работы и частоты включения компрессоров от установившейся обычно говорит об появлении утечки.

Наиболее часто обнаружение признаков этого первым производит МДВС, так как он ведет учет наработки компрессоров. Контроль длительности работы и частоты включения компрессоров с БЩУ затруднен, так как прямая индикация по работе US11(21,31)D01 на панелях БЩУ отсутствует.

После сообщения МДВС необходимо сразу же приступать к поиску течи сжатого воздуха, так как при возникновении утечек воздуха в пневмоприводе и пневмораспределителе не только происходит повышенный износ компрессоров, но и становится возможным ложное закрытие локализующей арматуры.

Оперативному персоналу ЗСР необходимо регулярно производить осмотры доступной локализующей арматуры и трубопроводов системы UT на предмет отсутствия утечек сжатого воздуха.

# Инциденты, связанные с эксплуатацией систем сжатого воздуха на пневмоприводы

### Событие, происшедшее в феврале 1987 года на Балаковской АЭС

12 февраля 1987 года была обнаружена непроходимость трубопровода сжатого воздуха от компрессорной станции на энергоблок N1 Бал.АЭС. Причина непроходимости - замерзание влаги в трубопроводе сжатого воздуха из-за плохого удаления влаги в компрессорной установке. Этому способствовала длительная неработоспособность контура регенерации блока осушки воздуха компрессорной станции.

### Событие, происшедшее в ноябре 1987 года на Запорожской АЭС

14 ноября 1987 года на работавшем энергоблоке N 2 Запорожской АЭС закрылся пневмоклапан 2TF10S02 на напорном трубопроводе промконтура в гермозоне. Персонал БЩУ безуспешно пытался открыть его, в связи с ростом температуры автономных контуров подал воду от подпиточных насосов в АК ГЦН1-4. Через 3 минуты закрылся клапан на линии продувки 1 контура из-за роста температуры продувочной более 100 градусов С, закрылся клапан на подпитке из-за возрастания уровня в КД. На 8 минуте начата разгрузка РУ, но на 11 минуте началось поочередное отключение ГЦН из-за высокой (> 150 градусов С) температуры автономных контуров. Сработала АЗ реактора, отключен турбогенератор, РУ осталась в горячем состоянии. Причиной ложного закрытия указанного пневмоклапана оказалась утечка воздуха через его пневмораспределитель, который заменили через 2,5 часа. Запуск циркуляции в промконтуре осуществили в следующей последовательности:

- закрыли всю арматуру на входе в потребители TF;
- запустили насос промконтура на рециркуляцию;
- постепенно в течение 2 часов приоткрывали арматуру на входе промконтура в т/о в следующем порядке: теплообменники охлаждения БВ, отбора проб, доохладитель продувки 1 контура и только затем т/о автономных контуров ГЦН.

### Событие, происшедшее в январе 1991 года на Ровенской АЭС

9 января 1991 года при опробовании 1 канала СБ энергоблока N3 Ровенской АЭС по сигналу обесточивания секции надежного питания включатель дизель-генератора подключился к секции через 18 секунд после ее обесточивания (допускается не более 15 сек.). Повторный пуск был также продолжительнее 15 секунд. Более детальный контроль за пневмосистемой при пуске на другой день выявил замедленное открытие левого главного пускового клапана силового воздуха. При разборке этого клапана на трущихся поверхностях поршня обнаружен налет ржавчины и пыли, который замедлил открытие клапана. Причиной образования ржавчины явилась плохая работа адсорберов осушки воздуха.

### Событие, происшедшее в сентябре 1989 года на Балаковской АЭС

20 сентября 1989 года на энергоблоке N1 Балаковской АЭС из-за утечки воздуха из пневмопривода отсечного клапана YD50S07 на трубопроводе слива масла из подшипников ГЦН-1,3 закрылся указанный клапан и прекратился возврат циркуляционного масла в маслобак YD50B01. Персонал БЩУ не смог заметить этого нарушения из-за несрабатывания индикации положения этого клапана. Через 3 минуты после закрытия указанного клапана отключился работавший маслонасос маслосистемы YD50, по факту уменьшения давления масла на смазку отключились ГЦН-1 и 3. Сработала УРБ, разгрузившая РУ до 50%. Питание водой ПГ-1 и 3 переведено на пусковые автоматические регуляторы, однако из-за неблагоприятного рассогласования каналов измерения, защит и регулирования уровень в ПГ-3 возрос до 3 предела, отчего закрылись стопорные клапана ТГ, РУ доразгружена до 42 %.

### События, происшедшие в декабре 1987 года на Запорожской АЭС

В декабре 1987 года произошло три останова блоков N1 и 3 Запорожской АЭС вследствие самопроизвольного закрытия отсечной локализующей арматуры из-за отказов пневмораспределителей, которые выражались в утечке воздуха через них в связи с растрескиванием и выкрашиванием уплотняющих поверхностей золотников. Эти повреждения были вызваны попаданием твердых частиц (силикагеля) из адсорбера блока очистки воздуха компрессоров из-за нарушений периодичности и технологии регенерации адсорберов.

# Системы боросодержащей воды и борного концентрата ТВ

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение систем боросодержащей воды и борного концентрата.
- Описать взаимосвязь систем боросодержащей воды и борного концентрата с системами: TK, TY, TQ, TG, TZ, CBO-6.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов систем боросодержащей воды и борного концентрата :
  - Описать насос борного концентрата TB10D01.
  - Описать насосы борного концентрата TB10D02,03,04.
  - Описать баки борного концентрата TB10B01,02.
  - Описать насосы боросодержащей воды TB30D01,02.
  - Описать насос заполнения 1 контура TB30D03.
  - Описать баки боросодержащей воды TB30B01,02.
  - Описать монжюс боросодержащей воды TB10B03.
- Нарисовать упрощенную схему систем боросодержащей воды и борного концентрата.
- Назвать основные технологические ограничения при эксплуатации систем боросодержащей воды и борного концентрата.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы систем боросодержащей воды и борного концентрата.**

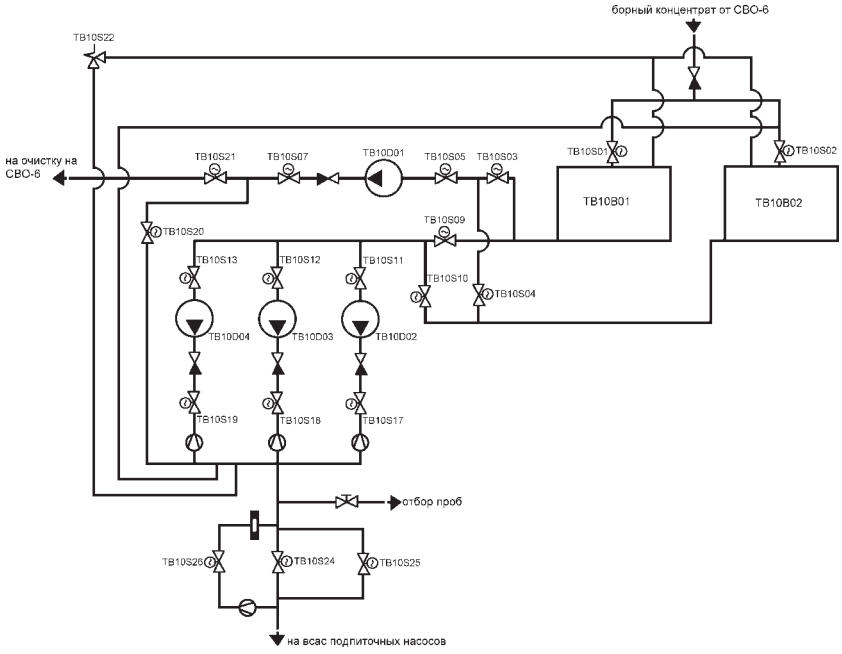
# Назначение и состав систем боросодержащей воды и борного концентрата

Для получения приемлемой длительности работы реактора (так называемой “кампании” реактора) в него необходимо загрузить сверхкритическое количество ядерного топлива. Созданный при этом в реакторе запас реактивности необходимо компенсировать. В современных реакторах типа ВВЭР (начиная с реакторов ВВЭР-440) созданный запас реактивности компенсируется механическими органами регулирования и жидким поглотителем - борной кислотой, растворенной в воде 1 контура. Такая форма управления реактивностью называется “жидкостным регулированием”.

Исторически начиная с 1963 года борное регулирование используется практически на всех мощных энергетических реакторах с водой под давлением. Борное регулирование состоит в том, что избыточная реактивность при пуске РУ после перегрузки компенсируется вводом в теплоноситель 1 контура жидкого поглотителя нейтронов - борной кислоты. В ходе работы реакторной установки на мощности производится постепенное плавное уменьшение концентрации борной кислоты в теплоносителе 1 контура путем водообмена для компенсации выгорания ядерного топлива.

Имеется много причин для использования растворенных в теплоносителе поглотителей. При этом уменьшается количество поглощающих стержней вместе с приводами и электрооборудованием схемы управления, что приводит к экономии затрат. Борная кислота равномерно распределяется в теплоносителе 1 контура , и поэтому при изменении ее концентрации не нарушается распределение энерговыделения в активной зоне.

Естественный бор состоит из двух изотопов (19% бора-10 и 81% бора-11), первый из которых имеет очень высокое сечение поглощения тепловых нейтронов (3838 б). Естественный бор имеет более низкую поглощающую способность (750 б) из-за разбавления бора-10 бором-11. Борная кислота обладает целым рядом важных преимуществ по сравнению с другими растворимыми в воде поглотителями нейтронов - “нейтронными ядами”: борная кислота хорошо растворима в воде и ее растворимость растет с повышением температуры; она практически не реагирует с материалами 1 контура, причем ее инертность растет с повышением температуры; она не откладывается и не дает соединений, способных откладываться на внутренних поверхностях конструкционных элементов реакторной установки.




*Упрощенная схема системы борного концентрата*

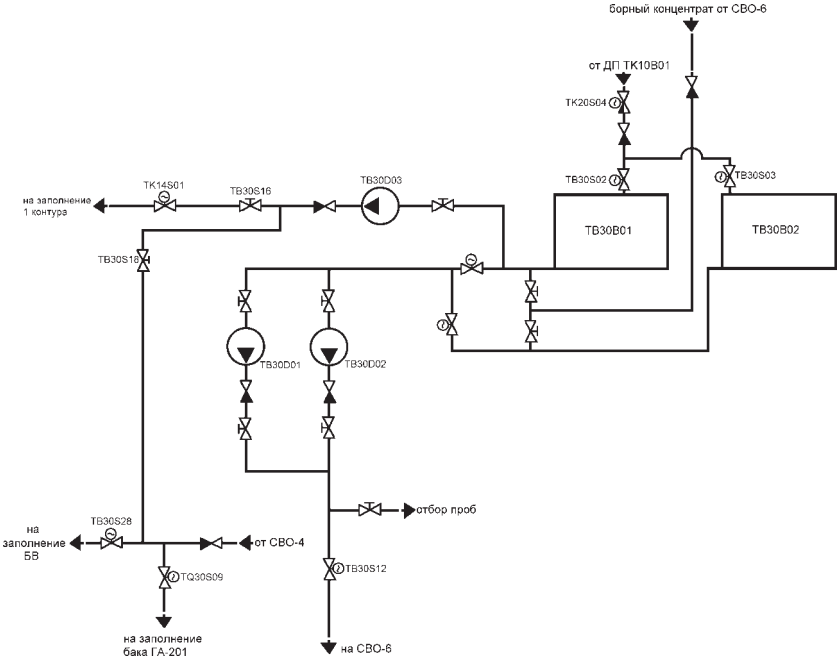
Различные операции, связанные с изменением концентрации борной кислоты в теплоносителе I контура, условно называют “борным регулированием”. Для увеличения концентрации РБК в I контуре концентрированный раствор борной кислоты подается в I контур подпиточными насосами. Чтобы уменьшить концентрацию, можно использовать систему продувки-подпитки (слив теплоносителя I контура с текущим содержанием бора и замену его чистым дистиллатом), или поглощение борной

кислоты анионитными фильтрами СВО-2. Соответственно для осуществления борного регулирования в составе оборудования реакторного отделения должны иметься баки для хранения раствора борной кислоты и насосы для его подачи к потребителям. Для выполнения указанных выше задач имеются системы боросодержащей воды и борного концентрата. Оборудование систем боросодержащей воды и борного концентрата маркируется латинскими буквами ТВ.

Системы боросодержащей воды и борного концентрата обеспечивает определенную гибкость и автономность в работе с применяемым в технологических процессах раствором борной кислоты (РБК), а также создают оперативный резервный объем РБК, использующегося при регулировании мощности и останове РУ.

Система борного концентрата ТВ10 предназначена для создания запаса и хранения борного концентрата в баках ТВ10В01,02; подачи его в первый контур насосами ТВ10D02-04 при борном регулировании в режиме нормальной эксплуатации и аварийных режимах энергоблока; а также для подачи борного концентрата для очистки на СВО-6 насосом ТВ10D01.

Система боросодержащей воды ТВ30 предназначена для создания запаса и хранения боросодержащей воды в баках ТВ30В01,02; заполнения первого контура, подпитки бассейна выдержки и баков TQ10,20,30B01 насосом ТВ30D03; приема воды при дренировании первого контура, баков TQ10,20,30B01 или БВ; или ведении водообмена; приема воды после отмывки концевых уплотнений ГЦН; а также подачи боросодержащей воды для очистки на СВО-6 насосами ТВ30D01-02. Насосы ТВ30D01-02 также могут быть использованы для подпитки БВ и баков TQ10,20,30B01.




*Упрощенная схема системы боросодержащей воды*

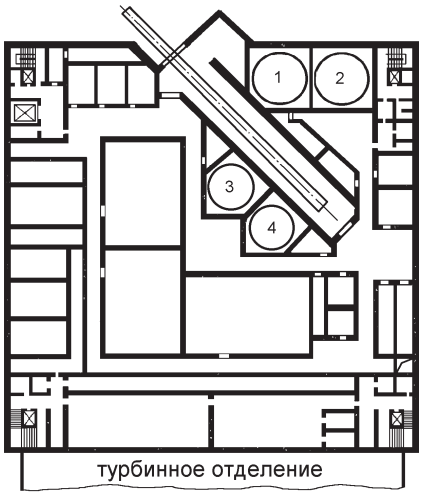
Монжюс боросодержащей воды ТВ10В03 предназначен для приема воды из баков TQ14,24,34B01, баков борного концентрата ТВ10В01,02 при их переливе или дренировании. Опорожнение монжюса осуществляется по проекту только сжатым воздухом системы ТР в баки ТВ30В01,02.

# Описание оборудования систем боросодержащей воды и борного концентрата

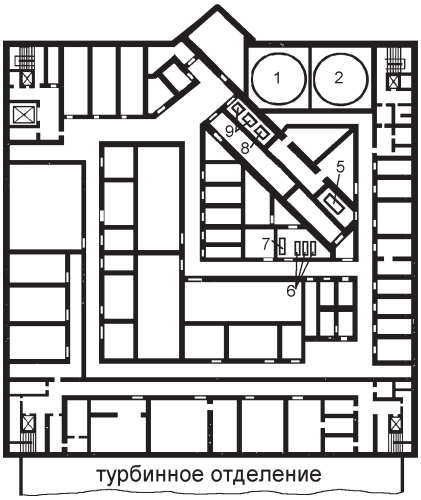
В составе систем боросодержащей воды и борного концентрата имеется следующее технологическое оборудование:

- насос борного концентрата ТВ10D01;
- насосы борного концентрата ТВ10D02,03,04;
- баки борного концентрата ТВ10В01,02;
- насосы боросодержащей воды ТВ30D01,02;
- насос заполнения 1 контура ТВ30D03;

План здания РО на отм. 0.0

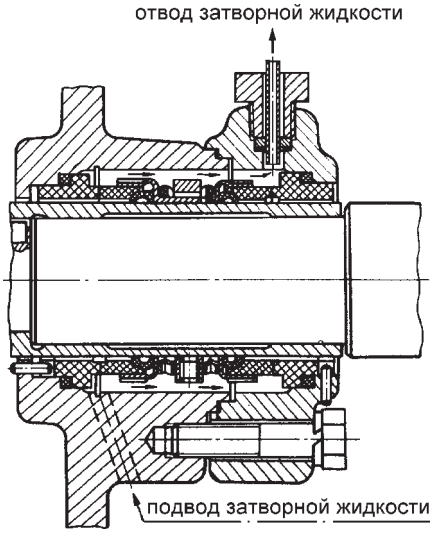



План здания РО на отм. -4.2




*Расположение оборудования систем боросодержащей воды и борного концентрата*

*1 - бак ТВ30В01*
*2 - бак ТВ30В02*
*3 - бак ТВ10В01*
*4 - бак ТВ10В02*
*5 - монжюс ТВ10В03*
*6 - насосыТВ10D02-04*
*7 - насос ТВ10D01*
*8 - насос ТВ30D03*
*9 - насосы ТВ30D01,02*




*Разрез двойного торцевого уплотнения*

баки боросодержащей воды ТВ30В01,02;
монжюс боросодержащей воды ТВ10В03
трубопроводы, арматура, КИП.

Все оборудование систем боросодержащей воды и борного концентрата расположено на отметках -4.2 и 0.0 в обстройке реакторного отделения. При выборе конструкционных материалов, из которых изготовлено оборудование систем, учитывались: рабочие параметры систем, свойства среды, коррозионная стойкость материалов в рабочей среде и дезактивирующих растворах. Исходя из условий работы оборудования, трубопроводов и арматуры в качестве основного конструкционного материала принята коррозионно-стойкая нержавеющая сталь типа 08Х18Н10Т или ей подобная.

## Насос борного концентрата ТВ10D01

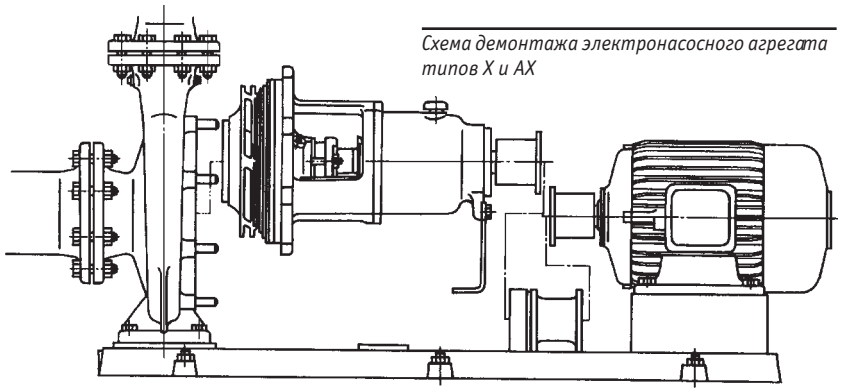
*Общий вид электронасосного агрегата типа Х*

Насос ТВ10D01 предназначен для подачи борного концентрата на очистку на ионообменные фильтры СВО-6 или в систему подпитки-продувки 1 контура (на всас подпиточных агрегатов). Насос расположен в помещении А-034 обстройки РО.

Насос борного концентрата ТВ10D01 типа Х8/90-Е-2Г - унифицированный химический центробежный насос с опорой на корпусе, горизонтальный, одноступенчатый, с приводом от асинхронного двигателя через упругую муфту. Буква "Е" в условном обозначении насоса обозначает, что проточная часть насоса изготавливается из хромоникельмолибденовой стали типа 10Х17Н13М2Т.

Отличительной особенностью этих насосов является возможность их демонтажа для ревизии и ремонта без отсоединения корпуса насоса от всасывающего и напорного трубопроводов, что очень удобно при эксплуатации. Предприятие-изготовитель насосов - Катайский насосный завод (НПО "Вниигидромаш").

*Схема демонтажа электронасосного агрегата типов Х и АХ*

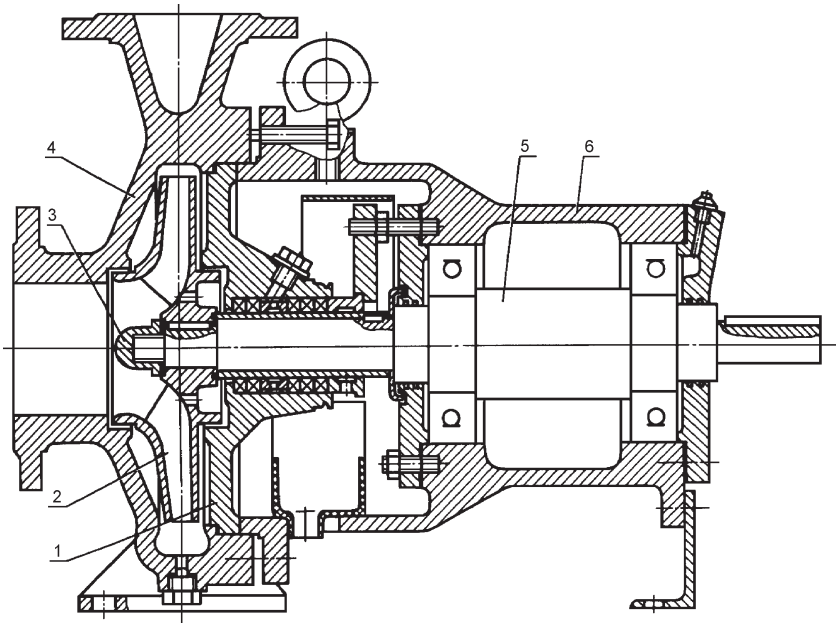


Насос состоит из рабочего колеса, корпуса, вала, крышки корпуса насоса, являющейся корпусом сальника, и опорного кронштейна. Подвод перекачиваемой жидкости к насосу осуществляется по оси насоса, отвод - вертикально вверх. Рабочее колесо насоса - закрытого типа; закреплено на валу насоса гайкой. На заднем диске рабочего колеса имеются разгрузочные отверстия для уравновешивания осевых сил.

В качестве концевого уплотнения вращающегося вала насоса может использоваться как сальниковое, так и торцевое уплотнение. В нашем случае используется двойное торцевое уплотнение типа 2Г. Вода на уплотнение подается от системы дистиллята собственных нужд или от автономного контура уплотняющей воды.

Ротор насоса вращается в двух подшипниковых опорах, смазываемых консистентной смазкой 1-13, ЦИАТИМ 202 или ЛИТОЛ-24. Консистентную смазку подают через масленки, закрепленные на крышках подшипников.

Направление вращения - против часовой стрелки, если смотреть со стороны электродвигателя.




*Разрез насоса типа Х*

*1 - крышка корпуса*
*2 - рабочее колесо*
*3 - гайка*
*4 - корпус*
*5 - вал*
*6 - опорный кронштейн*

*Технические характеристики насоса ТВ10D01*

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *Х8/90-Е-2Г* |
| *производительность, м$^3$/час* | *8* |
| *напор, м.в.т* | *90* |
| *допустимое давление на всасе, кгс/см$^2$* | *5* |
| *допустимый кавитационный запас, м.в.ст.* | *4* |
| *мощность насоса, кВт* | *10* |
| *число оборотов, об/мин* | *2900* |
| *масса, кг* | *150* |

## Насосы борного концентрата ТВ10D02,03,04

Насосы ТВ10D02-04 предназначен для подачи борного концентрата в систему подпитки-продувки 1 контура на всас подпиточных агрегатов ТК21-23D01,02. Насос расположены в помещении А-034 обстройки РО.

Насосы борного концентрата ТВ10D02,03,04 типа Х045/31-Е-2Г - унифицированный химический центробежный насос с опорой на корпусе, горизонтальный, одноступенчатый, с приводом от асинхронного двигателя через упругую муфту. Буква “0” в условном обозначении насоса обозначает, что он приспособлен для перекачивания горячих и кристаллизующихся жидкостей. Буква “Е” в условном обозначении насоса обозначает, что проточная часть насоса изготавливается из хромоникельмолибденовой стали типа 10Х17Н13М2Т.

Отличительной особенностью этих насосов является возможность их демонтажа для ревизии и ремонта без отсоединения корпуса насоса от всасывающего и напорного трубопроводов, что очень удобно при эксплуатации. Предприятие-изготовитель насосов - Катайский насосный завод (НПО “Вниигидромаш”).

Насосы ТВ10D02,03,04 конструктивно практически аналогичны насосу ТВ10D01, рассмотренному ранее.

*Технические характеристики насосов ТВ10D02,03,04*

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *ХО45/31-Е-2Г* |
| *производительность, м$^3$/час* | *45* |
| *напор, м.в.т* | *31* |
| *допустимое давление на всасе, кгс/см$^2$* | *5* |
| *допустимый кавитационный запас, м.в.ст.* | *5* |
| *мощность насоса, кВт* | *6* |
| *число оборотов, об/мин* | *2900* |
| *масса, кг* | *69* |

## Баки борного концентрата ТВ10В01,02

Баки борного концентрата ТВ10В01,02 предназначены для создания и хранения запаса борного концентрата. Запас борного концентрата необходим для его подачи в первый контур при переходных режимах работы энергоблока. Баки ТВ10В01,02 соответственно установлены в помещениях А-124/1 и А-124/2 обстройки РО.

Баки борного концентрата ТВ10В01,02 представляют собой цилиндрические емкости, изготовленные из нержавеющей стали. Для осмотра и очистки внутренней поверхности бак оборудован люк-лазом диаметром 800 мм, расположенным на цилиндрической поверхности бака.

Из баков ТВ10В01,02 борный концентрат подается насосами ТВ10D02,03,04 во всасывающий коллектор насосов ТК21-23D01,02, а также насосом ТВ10D01 на СВО-6. Запас борного концентрата в ТВ10В01,02 восполняется свежим борным концентратом от узла приготовления раствора борной кислоты, а также борным концентратом, очищенным на установке СВО-6. Перелив и дренирование баков ТВ10В01,02 производится через монжюс ТВ10В03 в баки ТВ30В01,02 боросодержащей воды.

*Технические характеристики баков ТВ10В01,02*

| | |
|---|---|
| *полный объем, м$^3$* | *209* |
| *рабочий объем, м$^3$* | *192* |
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т* |
| *высота бака, мм* | *5500* |
| *диаметр бака, мм* | *7300* |
| *толщина стенок бака, мм* | *5* |
| *удельный объем, м$^3$/м* | *41,85* |
| *рабочее давление* | *атмосферное* |
| *концентрация РБК, не менее, гр/литр* | *40* |

## Насосы боросодержащей воды ТВ30D01,02

Насосы боросодержащей воды ТВ30D01,02 используются для подачи боросодержащей воды на выпарные аппарата СВО-6 для концентрирования и очистки РБК, для подпитки деаэратора ТК10В01, для заполнения бачков на всасе насосов системы оргпротечек, для заполнения гидрозатвора системы оргпротечек. Насосы расположены в помещении А-024 обстройки РО.

Насосы боросодержащей воды ТВ30D01,02 типа Х8/60-Е-2Г - унифицированные химические центробежные насосы с опорой на корпусе, горизонтальные, одноступенчатые, с приводом от асинхронного двигателя через упругую муфту. Буква "Е" в условном обозначении насоса обозначает, что проточная часть насоса изготавливается из хромоникельмолибденовой стали типа 10Х17Н13М2Т.

Отличительной особенностью этих насосов является возможность их демонтажа для ревизии и ремонта без отсоединения корпуса насоса от всасывающего и напорного трубопроводов, что очень удобно при эксплуатации. Предприятие-изготовитель насосов - Катайский насосный завод (НПО "Вниигидромаш").

Насосы ТВ30D01,02 конструктивно практически аналогичны насосу ТВ10D01, рассмотренному ранее.

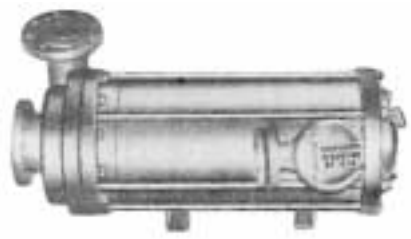
*Технические характеристики насосов ТВ30D01,02*

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *Х8/60-Е-2Г* |
| *производительность, м3/час* | *8* |
| *напор, м.в.т* | *60* |
| *допустимое давление на всасе, кгс/см2* | *5* |
| *допустимый кавитационный запас, м.в.ст.* | *4* |
| *мощность насоса, кВт* | *8* |
| *число оборотов, об/мин* | *2900* |
| *масса, кг* | *140* |

## Насос заполнения первого контура ТВ30D03

Насос ТВ30D03 предназначен для заполнения первого контура через ДП с последующей подачей РБК в первый контур подпиточными насосами ТК21-23D01,02, а также для заполнения и подпитки БВ и баков аварийного запаса РБК ТQ10,20,30В01. Насос расположен в помещении А-024 обстройки РО.

*Общий вид одноступенчатого насосного агрегата типа ХГ*

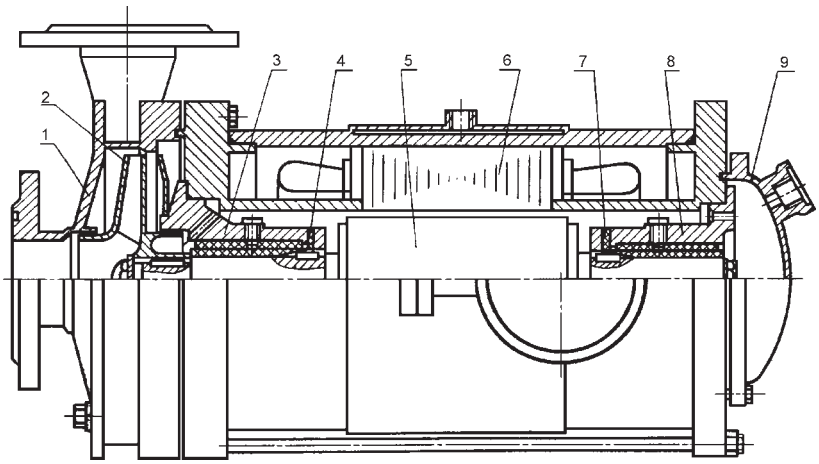


Насос заполнения первого контура ТВ30D03 типа 3ХГ-6К-14-2 - центробежный, герметичный, моноблочный, бессальниковый насос с трехфазным асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором.

Особенностью электронасосов этой группы является система смазки подшипников и охлаждения встроенного двигателя перекачиваемой жидкостью, отбираемой от насосной части. После прохождения через двигатель жидкость из задней крышки насоса отводится во всасывающий трубопровод. На данном электронасосе также предусмотрено охлаждение спинки статора при помощи техводы группы "В". Предприятие-изготовитель насосов - ПО "Молдавгидромаш" (г. Кишинев).

*Технические характеристики насоса ТВ30D03*

| | |
|---|---|
| *марка насоса* | *Х8/60-Е-2Г* |
| *производительность, м$^3$/час* | *8* |
| *напор, м.в.т* | *60* |
| *допустимое давление на всасе, кгс/см$^2$* | *5* |
| *допустимый кавитационный запас, м.в.ст.* | *4* |
| *мощность насоса, кВт* | *8* |
| *число оборотов, об/мин* | *2900* |
| *масса, кг* | *140* |




*Разрез электронасоса типа ХГ*

*1 - корпус*
*2 - рабочее колесо*
*3 - передний подшипник*
*4, 7 - упорные подшипники (пяты)*
*5 - ротор*
*6 - статор*
*8 - задний подшипник*
*9 - задняя крышка*

## Баки боросодержащей воды ТВ30В01,02

Баки ТВ30В01,02 предназначены для приема и хранения боросодержащей воды. В баки ТВ30В01,02 РБК может поступать от узла приготовления раствора борной кислоты; от установки СВО-6; при дренировании первого контура через ДП ТК10В01; при дренировании или переливе ДП ТК10В01; при дренировании или переливе баков борного концентрата ТВ10В01,02; при дренировании баков ТQ14-24В01 в монжюс ТВ10В03. Баки ТВ30В01,02 соответственно установлены в помещениях А-023/1 и А-023/2 обстройки РО.

Баки борного концентрата ТВ10В01,02 представляют собой цилиндрические емкости, изготовленные из нержавеющей стали. Для осмотра и очистки внутренней поверхности бак оборудован люк-лазом диаметром 800 мм, расположенным на цилиндрической поверхности бака. В верхнюю часть бака врезан гидрозатвор, защищающий бак от недопустимого повышения давления выше 300 мм.вод.ст. Он же защищает бак от вакуумирования, срабатывая при разряжении 200 мм.вод.ст.

*Технические характеристики баков ТВ30В01,02*

| | |
|---|---|
| *полный объем, м$^3$* | *500* |
| *рабочий объем, м$^3$* | *482* |
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т* |
| *высота бака, мм* | *8650* |
| *диаметр бака, мм* | *8600* |
| *толщина стенок бака, мм* | *5* |
| *удельный объем, м$^3$/м* | *58,05* |
| *температура, не более, $^0$С* | *90* |
| *рабочее давление* | *атмосферное* |
| *концентрация РБК, гр/литр* | *0 - 16* |

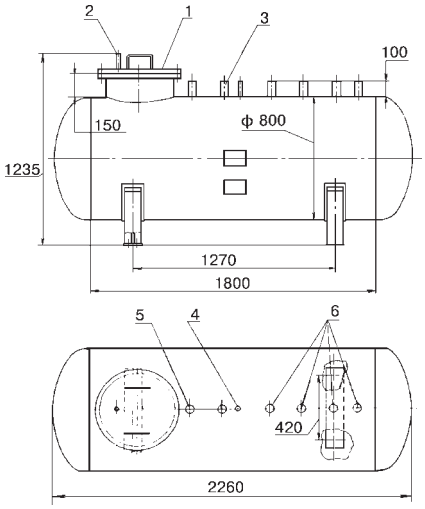
## Монжюс боросодержащей воды ТВ10В03

Слово МОНЖЮС происходит от французского словосочетания “monte - jus” (monte - подниматься, jus - сок), буквально: сокоподъемник, устройство для подачи жидкости на высоту. На АЭС монжюсы нашли применение для безнасосной перекачки (путем выдавливания) загрязненных, радиоактивных, агрессивных жидкостей сжатым воздухом.

*Технические характеристики монжюса ТВ10В03*

| | |
|---|---|
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т;* |
| *рабочее давление* | *8 кгс/см$^2$;* |
| *давление гидроиспытаний* | *12 кгс/см$^2$;* |
| *Т рабочая, не более* | *104 $^0$С;* |
| *масса* | *1670 кг.* |

*Конструкция можюса ТВ10В03*




*1 - люк-лаз*
*2 - воздушник*
*3 - вход воды*
*4 - подача сжатого воздуха*
*5 - выход воды (выдавливание)*
*6 - сигнализаторы уровня*

Монжюс боросодержащей воды ТВ10В03 - сварной горизонтальный однокамерный цилиндрический сосуд объемом V=1 м$^3$. Состоит из цилиндрической обечайки, сваренной из листовой стали, приваренных к ней двух штампованных эллиптических днищ, двух опор, косынок для подъема люка в верхней части корпуса для осмотра и чистки. Установочное положение монжюса - горизонтальное. Расположен в помещении А-026 на отметке -4.2 в обстройке РО.

По проекту прием борного концентрата производится при переливе и дренировании баков борного концентрата ТВ10В01,02 и дренировании РБК из ТQ14,24,34В01. При достижении уровня в монжюсе 900 мм вентиль на приеме борного концентрата ТВ11S04 и вентиль к вакуум-насосу ТВ12S01 закрываются по блокировке и открывается вентиль ТВ11S05 на линии от монжюса в баки боросодержащей воды и вентиль ТР00S18 на подводе сжатого воздуха.

Таким образом при открытой арматуре ТВ30S02,03 содержимое монжюса выдавливается в баки ТВ30В01,02. При достижении уровня в монжюсе 100 мм по блокировке закрываются вентили ТВ11S05 и ТР00S18, а после их закрытия открываются ТВ11S04 и ТВ12S01.

# Эксплуатация систем боросодержащей воды и борного концентрата

Системы боросодержащей воды и борного концентрата задействуются на весь период работы реакторной установки на мощности. Перед выходом на МКУ должны быть работоспособны:

- один или два бака борного концентрата, заполненных РБК суммарным объемом 200 м$^3$ с концентрацией борной кислоты не менее 40 гр/кг и ВХР, удовлетворяющим нормам;
- не менее двух насосов борного концентрата;
- два бака боросодержащей воды, имеющие свободный объем не менее 470 м$^3$, с насосами подачи боросодержащей воды;
- насос подачи борного концентрата на СВО-6 (ТВ10D01).

Нормальное состояние системы борного концентрата - резерв с возможностью включения насосов ТВ10D02-04 (для корректировки положения регулирующей группы ОР СУЗ или создания стояночной концентрации РБК в теплоносителе 1 контура при останове РУ) и готовностью остальных узлов и компонентов к выполнению своих функций. Нормальное состояние системы боросодержащей воды - выполнение приема выводимого теплоносителя 1 контура при постепенном водообмене (в ходе кампании концентрация борной кислоты в теплоносителе 1 контура уменьшается для компенсации выгорания ядерного топлива) и периодическая подпитка ДП.

При работе энергоблока на мощности для насосов, имеющих резерв, допускается вывод одного насоса в ремонт на срок до устранения дефекта. При работе реакторной установки на мощности допускается:

- вывод в ремонт бака борного концентрата на срок до устранения дефекта при условии, что в оставшемся баке запас РБК не менее 200 м$^3$ и уровень не менее 4500 мм;
- вывод в ремонт одного насоса борного концентрата в ремонт на период до 3 суток.

Перед выводом в ремонт насоса борного концентрата резервные насосы должны быть опробованы. Если во время ремонта насоса превышает регламентный срок, то перед продлением ремонта необходимо убедиться в работоспособности резервного насоса путем его опробования. В этом случае опробование резервного насоса необходимо проводить через каждые трое суток.

Реактор должен быть остановлен и переведен в состояние “холодный останов” если:

- неработоспособны оба бака борного концентрата;
- не работоспособны три насоса борного концентрата.

В части эксплуатации вызывает определенные сложности разветвленность систем боросодержащей воды и борного концентрата, что не исключает ошибки персонала, особенно на начальных этапах самостоятельной работы. Понизить вероятность ошибок позволяет работа строго по бланкам переключений.

# Система дистиллята TN

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

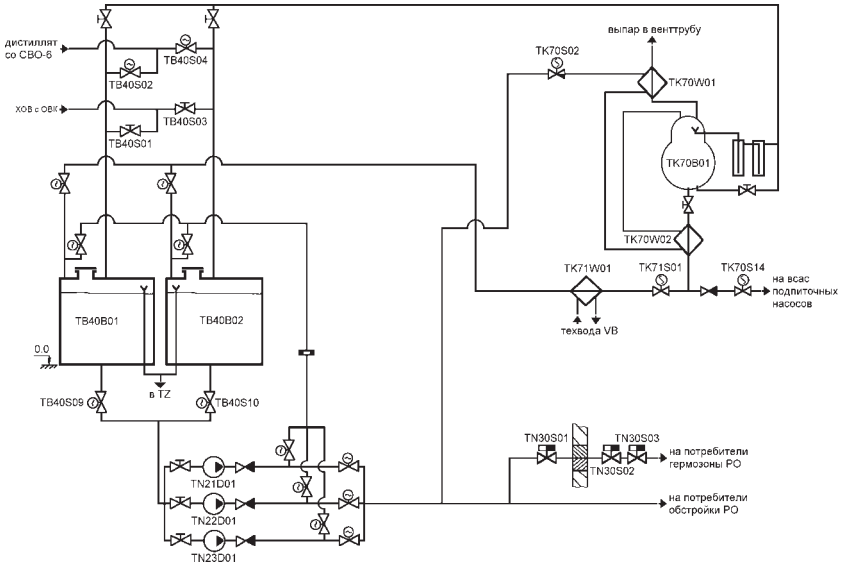
- Сформулировать назначение системы дистиллята реакторного отделения TN.
- Описать основные характеристики и устройство следующих компонентов системы дистиллята TN:
  - Бака запаса дистиллята TB40B01,02;
  - Насосов дистиллята TN21-23D01.
- Назвать нормы качества дистиллята, используемого в системе TN.
- Нарисовать упрощенную схему системы дистиллята.
- Назвать основные эксплуатационные режимы системы дистиллята TN.
- Назвать особенности эксплуатации системы дистиллята в условиях низких температур.

**Описать назначение, общее устройство и основные эксплуатационные режимы системы дистиллята TN.**

# Назначение системы дистиллята TN

Как правило для всех атомных электростанций необходимо производить восполнение потерь теплоносителя технологических систем путем подачи добавочной воды. В силу жестких требований к качеству теплоносителя на АЭС добавочная вода должна обладать должной химической чистотой. Для технологических систем реакторного отделения для хранения и подачи на потребители добавочной воды существует система дистиллята.

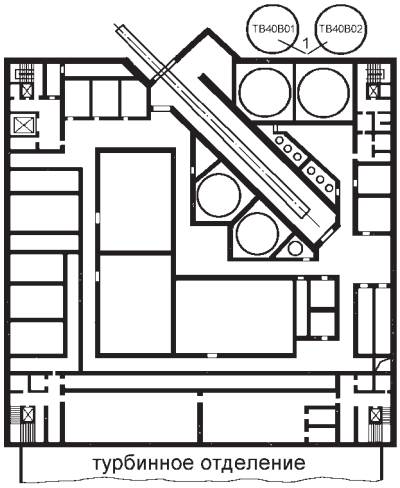
*Упрощенная схема системы TN*



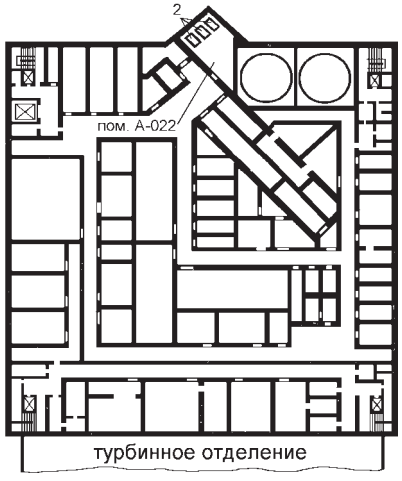

*Расположение оборудования системы TN в здании РО*

*1 - баки дистиллята TB40B01,02*
*2 - насосы дистиллята TN21-23D01*

План здания РО на отм. 0.0




План здания РО на отм. -4.2




Назначение системы дистиллята реакторного отделения явствует из ее названия. Система дистиллята установлена для подачи чистого конденсата в:

- первый контур через деаэратор подпитки или через деаэратор борного регулирования (ДП или ДБР) при проведении водообмена;
- на заполнение баков запаса реагентов спринклерной системы TQ11-31B01;
- на заполнение барботажного бака YP20B01;
- на заполнение системы промконтура;
- на заполнение баков-гидрозатворов системы спецгазоочистки;
- на обмыв уплотнений ГЦН, спринклерных насосов, насосов аварийного впрыска бора и насосов аварийно-планового расхолаживания;
- к насосу продувки датчиков КИП и гидроиспытаний барботажного бака;
- на обмыв лотков системы отбора проб.

Система также обеспечивает наличие оперативного запаса дистиллята для подпитки технологических систем РО. Согласно проекта система дистиллята является системой нормальной эксплуатации с обеспечивающими функциями. Оборудование системы дистиллята отмаркировано латинскими буквами TN.

Система TN состоит из следующих элементов:

- баков запаса дистиллята TB40B01, TB40B02 (расположены на улице вне здания РО);
- насосов дистиллята TN21-23D01 (пом.А-022);
- арматуры; трубопроводов, КИП.

Для бесперебойного снабжения потребителей реакторного отделения дистиллятом в системе предусмотрено три насоса, один из которых находится в работе, а остальные - в резерве. Один из резервных насосов дистиллята может быть выведен в ремонт.

Заполнение баков TB40B01-02 может производится химобессоленной водой от общестанционного узла ХВО, либо дистиллятом с “чистых” контрольных баков спецкорпуса (СК). Химобессоленная вода получается на узле ХВО путем глубокого химического обессоливания исходной маломинерализированной воды с применением ионообменных смол. Дистиллят на СК образуется при упаривании трапных вод на СВО-3 и вод спецпрачечной на СВО-7, а также очистки с концентрированием РБК на СВО-6.

# Описание оборудования системы дистиллята TN

## Баки запаса дистиллята TB40B01,02

Баки запаса дистиллята TB40B01,02 предназначены для хранения запаса дистиллята и представляют собой цилиндрические емкости с центральной стойкой, изготовленные из нержавеющей стали. Для осмотра и очистки внутренней поверхности бак оборудован наружной и внутренней лестницей и люк-лазом диаметром 800 мм, расположенным на крыше бака. Баки установлены вне здания реакторного отделения возле транспортного коридора. Снаружи баки дистиллята TB40B01,02 покрыты теплоизоляцией из базальтового стекловолокна, поверх которой закреплена алюминиевая окожушка.

*Технические характеристики баков TB40B01,02*

| | |
|---|---|
| *полный объем, м$^3$* | *500* |
| *рабочий объем, м$^3$* | *482* |
| *номинальный уровень, мм* | *7800* |
| *материал* | *сталь 08Х18Н10Т* |
| *давление* | *атмосферное* |
| *среда* | *дистиллят* |
| *вес бака, кг* | *13400* |

## Насосы дистиллята TN21-23D01

Насосы TN21-23D01 предназначены для подачи дистиллята из баков запаса на потребители реакторного отделения. Расположены в помещении А-022 обстройки РО.

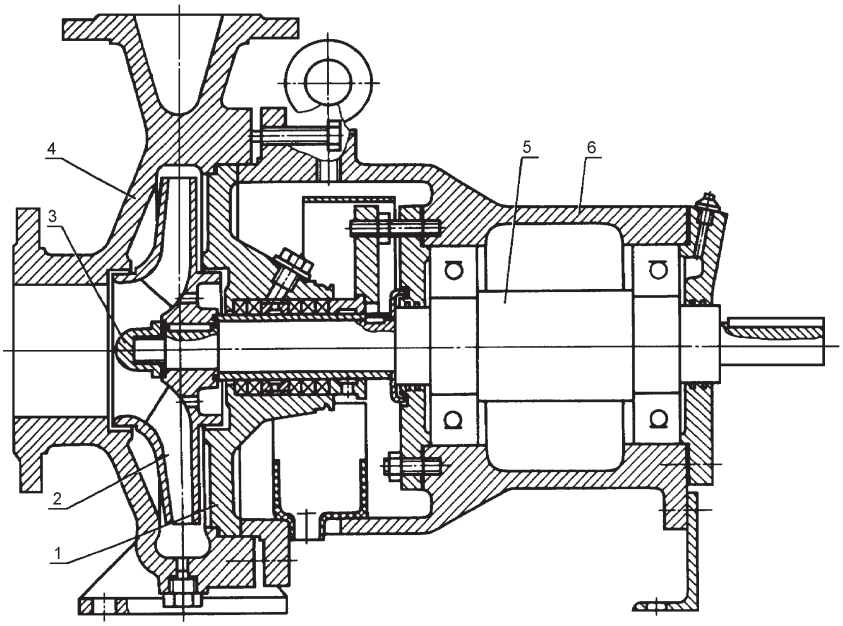
Насосы дистиллята TN21-23D01 типа Х45/54-К-СД - унифицированные химические центробежные насосы с опорой на корпусе, горизонтальные, одноступенчатые. Буква "К" в условном обозначении насоса обозначает, что проточная часть насоса изготавливается из хромоникельмолибденовой стали типа 12Х18Н9Т. Скорость проникновения коррозии материала проточной части не превышает 0,1 мм/год.

Отличительной особенностью этих насосов является возможность их демонтажа для ревизии и ремонта без отсоединения корпуса насоса от всасывающего и напорного трубопроводов, что очень удобно при эксплуатации. Предприятие-изготовитель насосов - Катайский насосный завод (НПО "Вниигидромаш").

*Общий вид электронасосного агрегата типа Х*

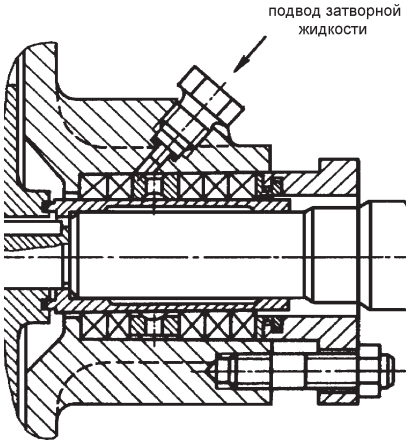
*Разрез насоса типа Х*

*1 - крышка корпуса*
*2 - рабочее колесо*
*3 - гайка*
*4 - корпус*
*5 - вал*
*6 - опорный кронштейн*




Насос состоит из рабочего колеса, корпуса, вала, крышки корпуса насоса, являющейся корпусом сальника, и опорного кронштейна. Подвод перекачиваемой жидкости к насосу осуществляется по оси насоса, отвод - вертикально вверх. Рабочее колесо насоса - закрытого типа; закреплено на валу насоса гайкой. На заднем диске рабочего колеса имеются разгрузочные отверстия для уравновешивания осевых сил. В качестве концевого уплотнения вращающегося вала насоса может использоваться как сальниковое, так и торцевое уплотнение.

*Конструкция двойного сальникового уплотнения типа СД*



В нашем случае используется двойное сальниковое уплотнение типа СД.

Ротор насоса вращается в двух подшипниковых опорах, смазываемых консистентной смазкой 1-13 или Литол-24. Консистентную смазку подают через масленки, закрепленные на крышках подшипников.

*Технические характеристики насосов TN21-23D01*

| *марка насоса* | *Х45/54-К-СД* |
|---|---|
| *производительность, м³/час* | *45* |
| *напор, м.в.т* | *54* |
| *мощность насоса, кВт* | *10,2* |
| *число оборотов, об/мин* | *2910* |
| *КПД эл.двигателя, %* | *88* |
| *протечки через сальник, капель/мин* | *30-60* |

# Эксплуатация, контроль и управление системой дистиллята TN

Система дистиллята TN функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации блока, включая пуски и остановы, переходные режимы, а также при авариях, не связанных с разуплотнением первого контура или потерей электропитания собственных нужд.

Перед пуском энергоблока и при работе блока на номинальном уровне мощности должен быть подготовлен необходимый запас дистиллята (не менее 500 куб.метров) в баках TB40B01-02 для проведения водообмена 1 контура. При нормальной эксплуатации системы TN в работе находится один насос дистиллята TN21(22,23)D01, другой находится в резерве, а третий может быть выведен в ремонт. Дозаполнение баков TB40B01-02 при работе системы производится по мере необходимости при снижении уровня в баках.

С напора работающего насоса TN21(22,23)D01 дистиллят поступает в общий напорный трубопровод Ду100, из которого он раздается на потребители РО. На часть потребителей дистиллят подается непрерывно (например на отмывку уплотнений ГЦН), на часть - по мере необходимости. Подача дистиллята в систему промконтура производится периодически действием блокировки по факту снижения уровня в дыхательном баке TF10B01. При несрабатывании автоматики заполнения промконтура (неоткрытии арматуры TN40S03) может произойти падение уровня во всасывающем трубопроводе насосов TF и их последующее отключение. При нормальной эксплуатации системы утечка теплоносителя из промконтура составляет малую величину порядка 0,1 м³/час и менее. Система TF - замкнутая система, запас на изменение ее объема составляет всего 1м³, поэтому появление течи требует более частой ее подпитки дистиллятом.

Подача дистиллята на заполнение барботажного бака YP20B01 так же происходит автоматически по блокировке YPB05: при понижении уровня в YP20B01 до 1550 мм открывается арматура TN33S01 на линии заполнения; при повышении уровня в YP20B01 до 1700 мм она закрывается. Обычно заполнение используется только при вводе барботажного бака в работу и в дальнейшем не требуется.

В процессе нормальной эксплуатации, когда вывод борной кислоты из 1 контура не производится, через деаэратор борного регулирования TK70B01 предусмотрена циркуляция дистиллята от системы TN для поддержания деаэратора в горячем резерве. Уровень дистиллята в ДБР TK70B01 поддерживается регулятором TKC71 с воздействием на регулирующий клапан TK70S02. Слив дистиллята из ДБР в этом случае производится обратно в баки TB40B01,02.

В соответствии с “Перечнем ядерно-опасных работ на реакторных установках Балаковской АЭС” 1.1ОПР-ОЯБ переключения в системе дистиллята TN, определяющие ее связь с системами TQ,TK,TB являются ядерно-опасными, их выполнение должно осуществляться с учетом установленных требований.

Проектом предусмотрено автоматическое включение резервного насоса дистиллята в следующих случаях: при отключении рабочего насоса TN21(22,23)D01 или снижении давления на его напоре менее 1 кгс/см². При включении насоса TN21(22,23)D01 предусмотрено автоматическое открытие задвижки TN21(22,23)S04 на его напоре. Проектом также предусмотрено автоматическое управление задвижкой на линии рециркуляции по технологическому параметру (расходу насоса), обеспечивающее работу насоса в рабочей части характеристики. Задвижка TN21(22,23)S03 на линии рециркуляции открывается при понижении расхода насоса до 20 м³/час, закрывается при повышении до 25 м³/час.

Запрещается выводить в ремонт два насоса или два бака дистиллята. Качество дистиллята в системе TN должно удовлетворять следующим критериям:

| | |
|---|---|
| *pH, единиц* | *6,5 - 8,0* |
| *жесткость, мг-экв/к* | *0,003* |
| *хлориды, мг/кг* | *0,05* |
| *прозрачность, %* | *95* |
| *масло* | *отсутствует* |
| *удельная активность, Ки/л* | *$3 \times 10^{-9}$* |

Аппараты управления оборудованием, лампы индикации и табло сигнализации по системе дистиллята TN расположены на несистемной панели БЩУ HY09.

Принятое в проекте резервирование активных элементов системы и построение схемы позволяет обеспечить непрерывный режим работы во всех режимах нормальной эксплуатации и допускает возможность ремонта неисправного оборудования без потери требуемых функций системы.

Оперативное обслуживание системы дистиллята во время работы заключается в периодическом контроле и поддержании в требуемых пределах технологических параметров системы. Для контроля за состоянием оборудования в условиях нормальной эксплуатации блока на дисплеи РМОТ выведена необходимая информация по положению арматуры и механизмов, а также в цифровом виде по основным технологическим параметрам. Кроме того на дисплеи РМОТ выводится сигнализация отклонения параметров, аварийного отключения механизмов, а также хода и останова арматуры в промежуточном состоянии. Контроль параметров РМОТ на БЩУ ведет ВИУР (НСРЦ), а по месту - ОРО.

## Особенности эксплуатации системы дистиллята в условиях низких температур

Особенностью системы дистиллята является то, что часть системы находится вне здания реакторного отделения, а именно:

- баки TB40B01,02 находятся вне здания РО на улице возле транспортного коридора;
- трубопроводы заполнения баков находятся на эстакаде;
- трубопроводы рециркуляции от насосов TN21-23D01 поднимаются с отметки -4.2, выходят на улицу, и врезаются в бак сверху.

В связи с этим в условиях пониженных температур существует реальная опасность перемерзания трубопроводов системы дистиллята, находящихся вне здания РО. Случаи перемерзания имели место уже в первые годы эксплуатации блока №1 в период с 1985 по 1987 годы. Усугублялось это тем, что линия заполнения баков TB40B01,02 от узла ХВО через TB40S01,03 (расположена на отметке 6.6) опускалась вниз в пом. А-022, выходила на улицу и врезалась в низ баков, была недренируемой, и при отсутствии циркуляции по ней перемерзала.

По опыту эксплуатации линия заполнения баков TB40B01,02 от узла ХВО через TB40S01,03 была переврезана в линию перелива с гидрозатворов с ДБР TK70B01. Перелив с гидрозатворов идет с отметки 13,2 и заведен в верхнюю часть TB40B01-02. Теперь при отсутствии циркуляции по линии заполнения TB40B01,02 от узла ХВО она самодренируется в баки.

Кроме того, для предотвращения перемерзания трубопроводов обвязки баков дистиллята TB40B01,02 была выполнена схема спутникового обогрева трубопроводов.

При низкой температуре ИЭ требует постоянно держать в работе по линии рециркуляции TN21(22,23)D01 на оба бака TB40B01-02 открытием арматуры TB40S07-08, объединить по всасу насос дистиллята TN21(22,23)D01 с обоими баками TB40B01-02 открытием арматуры TB40S09-10. Если насос TN21(22,23)D01 работает по линии рециркуляции TN21(22,23)D01 на один из баков TB40B01(02), то необходимо открыть дренаж на линии рециркуляции бака, который не находится в работе и сдренировать ее.

В случае аварии теплосети и невозможности вести обогрев трубопроводов обвязки баков TB40B01-02 необходимо немедленно разогреть ДБР от системы RQ, организовать циркуляцию дистиллята в системе TN через слив из ДБР на TB40B01-02 открытием арматуры TK70S10, TK71S01, TB40S05, TB40S06.

При работе в условиях низких температур персоналу РЦ (ОРО, СОРО, ИЭРО) необходимо увеличить число обходов системы TN; во время обходом обращать особое внимание на температуру трубопроводов и воздуха в помещениях; фиксировать состояние технологической схемы системы TN при ее изменениях и на приемку/сдачу смены; и наконец принимать неотложные меры при обнаружении перемерзания трубопроводов.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем дистиллята TN

### Событие, происшедшее 17 марта 1995 года на Запорожской АЭС

16 марта 1995 года энергоблок N$^0$ 4 Запорожской АЭС находится на этапе подготовки к водообмену. Развернутым анализом теплоносителя и подпиточной воды отклонений водно-химического режима (ВХР) не обнаружено. В смену с 15:00 начался водообмен. В 22:45 реакторная установка выведена на МКУ. На рушений ВХР по результатам регламентного анализа теплоносителя 1 контура и подпиточной воды не обнаружено (хлориды менее 0,05 мкг/кг).

С 23:00 16.03.98 до 07:15 17.03.98 производилось увеличение мощности энергоблока методом водообмена, концентрация борной кислоты в первом контуре уменьшилась на 1,2 грамма, записей в оперативной документации о подпитке 1 контура дистиллятом нет (для изменения концентрации РБК на 1,2 грамма нужно было ввести 77 м$^3$ дистиллята). После трехчасовой выдержки в 09:22 начат подъем мощности энергоблока до 100%. В 09:35 начат прием дистиллята в баки ТВ40В01,02, в 10:30 прием дистиллята закончен.

В 11:20 на БЩУ поступили данные о содержании хлор-ионов, свидетельствующие о нарушении ВХР: в теплоносителе 1 контура 0,48 мкг/кг, в подпиточной воде 0,21 мкг/кг, после анионитового фильтра СВО-2 0,13 мкг/кг. Начат поиск источника загрязнений. В 11:30 были получены повторные результаты анализа, и начат перевод реакторной установки в “холодное” состояние.

При дальнейшем отборе анализов обнаружено, что в баках ТВ40В01-02 и ДБР концентрация хлорид-ионов максимальна и равна 0,57-0,9 мкг/кг. В 14:40 РУ подкритична, продолжен ввод борной кислоты в 1 контур.

Для выяснения причины события дневным персоналом ВХЛ был произведен развернутый химический анализ проб теплоносителя, собранных в момент обнаружения нарушений ВХР. Результаты анализа свидетельствовали о попадании в первый контур технической воды или иного раствора, близкого по своему химическому составу к “сырой” воде.

Выполнен расчет объема загрязненной воды, попавшей в системы реакторного отделения. В пересчете на техническую воду, где концентрация хлоридов равнялась 50 мг/кг объем загрязненной воды равнялся примерно 10 м$^3$.

Специалистами лаборатории хим.технологий выполнен анализ восьми версий попадания хлоридов в теплоноситель 1 контура. По результатам анализа причиной попадания хлоридов в теплоноситель, приведших к нарушению ВХР 1 контура, определено загрязнение дистиллята баков ТВ40В01,02.

Источником попадания загрязненной воды в баки ТВ40В01,02 по мнению комиссии явился спецкорпус N1 из-за одновременного проведения операций с “чистым” и “грязным” контрольными баками.

Во время заполнения баков ТВ40В01-02 из “чистого” контрольного бака СК-1 грязная вода из баков OUG50B01,02 через задвижку OUG50S37 с напора насосов OUG50D03,04 попала в баки 4ТВ40В01,02. Причем описанный случай не является единственным - аналогичное нарушение было зафиксировано на Запорожской АЭС 07.06.92 г.

В ходе расследования комиссия также отметила неудовлетворительное ведение оперативной документации, в которой отсутствовали записи о вводе дистиллята в 1 контур.

## Событие, происшедшее осенью 1988 года на Балаковской АЭС

Осенью 1988 года при работе энергоблока № 1 Балаковской АЭС на номинальной мощности с ЦЩРК поступило сообщение о росте активности теплоносителя промконтура (TF), что считается признаком течи в теплообменнике с активным теплоносителем, охлаждаемом водой промконтура. Было решено выполнить водообмен теплоносителя системы TF его дренированием и одновременным заполнением от системы дистиллята через арматуру TN40S03 и приступить к поиску потребителя с течью.

Однако вопреки ожиданиям после проведения водообмена активность теплоносителя промконтура повысилась. Был проведен развернутый химанализ дистиллята системы TN, который показал его радиоактивность и наличие борной кислоты. При анализе технологической схемы было выявлен недостаток проекта: при выполнении подключения/отключения ДБР TK70B01 ко всасу подпиточных насосов возможно попадание подпиточной воды обратным током в баки TB40B01,02. По согласованию с генпроектантом на трубопроводе подачи дистиллята из ДБР на всас подпиточных насосов была рекомендована установка обратного клапана TK70S15, что выполнено на всех блоках Балаковской АЭС.

# Узел реагентов реакторного отделения ТВ20

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Объяснить необходимость ввода в теплоноситель корректирующих ВХР первого контура химреагентов: KOH, $NH_3$, $NH_4OH$.
- Нарисовать упрощенную схему узла реагентов реакторного отделения ТВ20.
- Описать устройство и основные технические характеристики компонентов узла реагентов ТВ20 :
  - Описать насосы ТВ20D01-04.
  - Описать насос ТВ20D05.
  - Описать баки ТВ21-23В01.
- Кратко описать принцип изменения производительности насосов-дозаторов типа НД.
- Указать различия в методах регулирования производительности насосов-дозаторов ТВ20D01-04 и насоса ТВ20D05.
- Описать методику ввода реагентов в теплоноситель 1 контура.
- Объяснить, какое неблагоприятное воздействие могут оказывать реагенты, применяющиеся в узле ТВ20, на организм человека.

**Описать назначение, общее устройство и основные моменты эксплуатации узла реагентов реакторного отделения ТВ20.**

# Теоретические аспекты необходимости ввода химреагентов в теплоноситель 1 контура

Безопасное и экономичное ведение основного технологического процесса на АЭС обеспечивается, в числе прочих, поддержанием оптимального водно-химического режима в первом контуре с учетом конструкций и материалов реактора, парогенератора, прочего оборудования и специфичности получения энергии в реакторах типа ВВЭР за счет энергии деления ядер.

Оценивая работоспособность первого контура, следует обратить самое серьезное внимание на проблемы коррозии и износа механического оборудования контура, образование отложений в активной зоне, целостность оболочек твэл, загрязнение систем РУ.

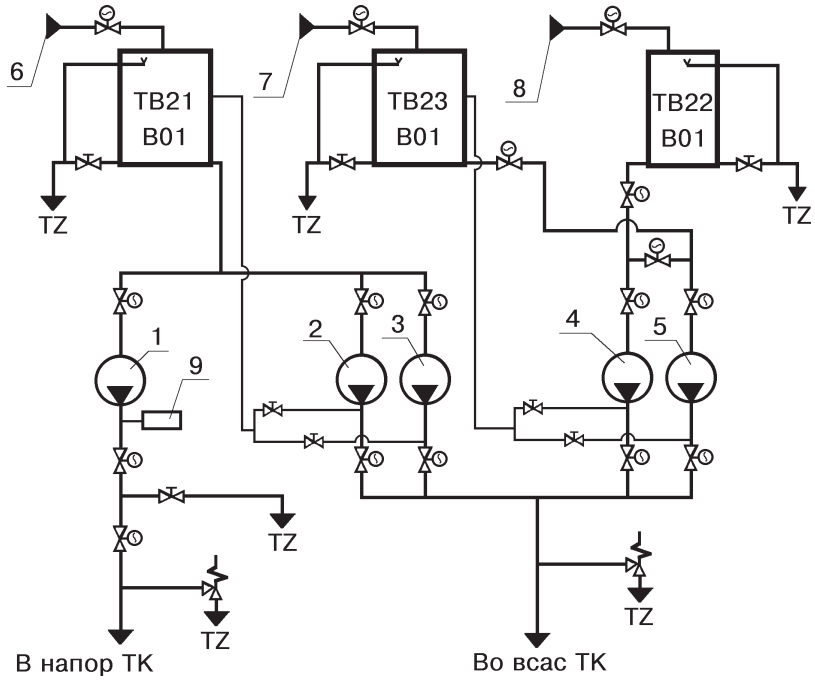
Начиная с 1963 года борное регулирование используется практически на всех мощных энергетических реакторах с водой под давлением. Оценивая влияние борной кислоты на организацию ВХР первого контура, нужно принимать во внимание необходимость введения щелочи в воду первого контура. Делается это в целях поддержания оптимального значения pH в пределах 5,7-10,2 в течение всей кампании для уменьшения скорости коррозии материалов при поддержании требуемой концентрации борной кислоты. При выборе подходящей щелочи для ВВЭР остановились на KOH. Применение NaOH отпало в связи с сильной активацией натрия в реакторе и увеличением активности теплоносителя за счет распада сравнительно короткоживущего изотопа $^{24}Na$.

Однако при регулировании pH теплоносителя едкими щелочами нужно учитывать, что согласно современным данным, высокие концентрации щелочи могут привести к коррозионному растрескиванию нержавеющих сталей.

Под воздействием нейтронного и гамма-излучения в воде 1 контура протекают химические реакции, накладывающие дополнительные требования к его водно-химическому режиму. При замедлении нейтронов в воде происходит разрыв связей молекул воды и образование свободного водорода. Аналогичное действие оказывает гамма- и бета-излучение. Радиолитическое разложение воды, протекающее по реакции:

$$2H_2O \leftrightarrow 2H_2 + O_2$$

обратимо, т.е. образующиеся радикалы могут рекомбинировать, но присутствие в теплоносителе 1 контура борной кислоты сдвигает реакцию вправо в сторону разложения воды.

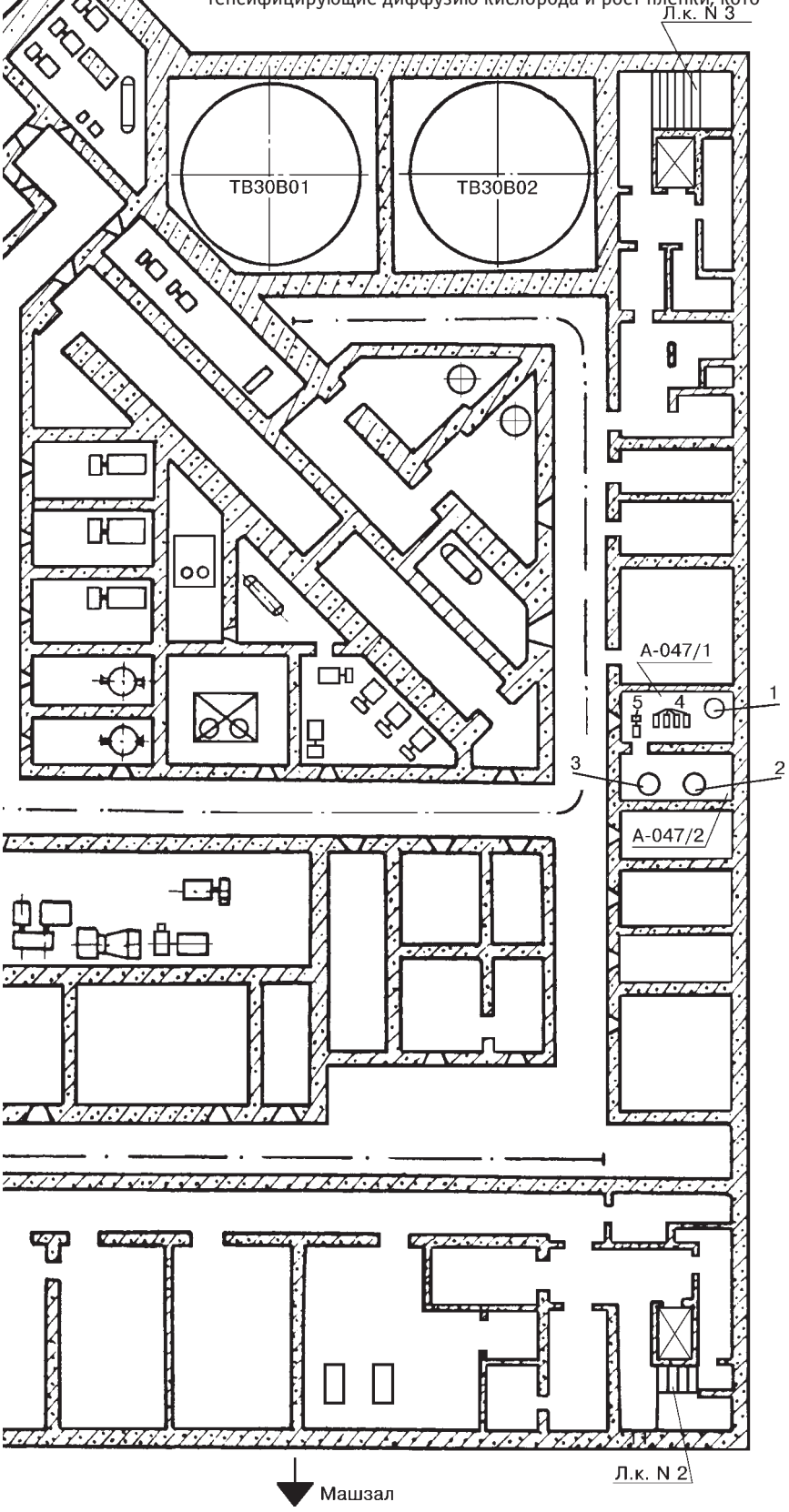



*Упрощенная схема узла реагентов РО*

*1-насос-дозатор аммиака ТВ20Д05*
*2-насос-дозатор аммиака ТВ20Д04*
*3-насос-дозатор аммиака ТВ20Д03*
*4-насос-дозатор КОН и гидразина ТВ20Д02*
*5-насос-дозатор КОН и гидразина ТВ20Д01*
*6,7,8-заполнение баков аммиаком, КОН и гидразином со спецкорпуса*
*9-демпферный бачок*

Обратимость реакции ограничивает накопление свободного кислорода в теплоносителе 1 контура однако, без принятия специальных мер, количество его может превысить допустимый предел. Кислород, являясь активным деполяризатором, усиливает коррозию металла. С воде с повышенным значением pH среды проявляется совместное неблагоприятное воздействие кислорода и щелочи на оболочки твэлов из циркония.

С ростом толщины окисной пленки из-за разницы объемов циркониевого сплава и его окислов увеличиваются внутренние напряжения, деформирующие кристаллическую решетку окисла и интенсифицирующие диффузию кислорода и рост пленки, кото




*План РО на отм. -4.20*

*1-бак гидразина TB22B01*
*2-бак аммиака TB21B01*
*3-бак едкого калия TB23B01*
*4-насосы-дозаторы TB20Д01-04*
*5-насос-дозатор TB20Д05*

рая начинает терять сплошность и свои пассивирующие свойства.

Для подавления кислорода необходимо производить дозировку аммиака в первый контур. При радиационном разложении в контуре по реакции:

$$2NH_3 \leftrightarrow N_2 + 3H_2$$

аммиак является источником внутриконтурного получения водорода (при разложении 1 м²/кг $NH_3$ образуется 2 см³ $H_2$), обеспечивающего подавление радиационного разложения воды, а также связывающего молекулярный водород.

Все вышесказанное требует организации дозировки реагентов в теплоноситель 1 контура. Поэтому в проекте РУ В-320 с ВВЭР-1000 был предусмотрен и успешно эксплуатируется узел реагентов реакторного отделения ТВ20.

# Общее устройство узла реагентов РО ТВ20

Узел реагентов РО предназначен для хранения и дозировки в теплоноситель 1 контура необходимых реагентов с целью поддержания водно-химического режима при нормальной эксплуатации и его изменения в зависимости от режима работы реакторной установки (разогрев, расхолаживание и т.д.). В узле реагентов РО для дозирования в 1 контур используются аммиак, гидразин-гидрат и едкий калий.

Подгруппа аммиака $NH_3$ предназначена для хранения и дозировки в 1 контур аммиака с целью поддержания концентрации водорода в пределах заданных норм.

Подгруппа гидразин-гидрата $N_2H_4 \cdot H_2O$ предназначена для хранения и дозировки в 1 контур раствора гидразин-гидрата с целю связывания избыточного кислорода.

Подгруппа едкого калия КОН предназначена для хранения и дозировки в 1 контур раствора едкого калия с целью поддержания pH теплоносителя 1 контура в заданных пределах.

Узел реагентов РО включает в себя:

- баки ТВ21,22,23В01;
- насосы-дозаторы ТВ20D01-05;
- запорную арматуру, трубопроводы;
- датчики КИП.

# Конструкция оборудования системы реагентов РО

Все оборудование системы реагентов ТВ20 расположено в двух смежных помещениях негерметичной части РО А-047/$_{1,2}$

| *Наименование оборудования* | *Маркировка* | *Помещение* |
|---|---|---|
| *Бак 3% раствора едкого калия* | *ТВ23В01* | *А-047/2* |
| *Бак 3% раствора гидразина* | *ТВ22В01* | *А-047/2* |
| *Бак 5% раствора аммиака* | *ТВ21В01* | *А-047/2* |
| *Насосы едкого калия и гидразина* | *ТВ20D01* | *А-047/1* |
| | *ТВ20D02* | |
| | *ТВ20D03* | |
| *Насосы аммиака* | *ТВ20D04* | *А-047/1* |
| | *ТВ20D05* | |

*Общий вид насоса-дозатора типа НД 25/250*

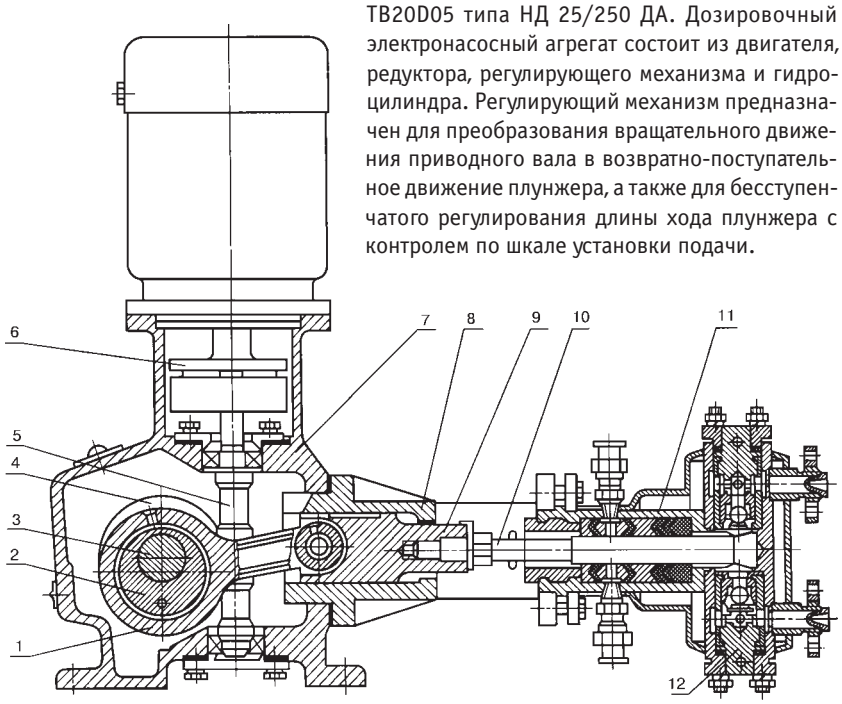
## Насосы-дозаторы ТВ20D01-05

Основным элементом системы дозировки реагентов является плунжерный насос-дозатор серии НД с устройством автоматического регулирования производительности, разработанные ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШЕМ. Дозировочные насосы такого типа предназначены для объемного непрерывного дозирования жидкостей в технологических процессах на предприятиях различных отраслей промышленности. При стабильных (в определенных пределах) плотности и вязкости жидкостей, температуре и параметрах режима эксплуатации они обеспечивают высокую точность дозирования.

Для дозировки реагентов на всас подпиточных насосов используются одинаковые по конструкции насосы-дозаторы низкого давления Р=10 кгс/см$^2$ ТВ20D01-04. Также имеется высоконапорный насос высокого давления Р=250 кгс/см$^2$ ТВ20D05, осуществляющий ввод аммиака непосредственно в напорный трубопровод от подпиточных агрегатов в первый контур. При вводе аммиака в напорный трубопровод от подпиточных агрегатов в первый контур уменьшаются его потери с запирающей водой главных циркуляционных насосов.

| Наименование насоса | Маркировка | Тип | Подача | Напор | Частота вращения |
|---|---|---|---|---|---|
| Насос-дозатор едкого калия и гидразина | ТВ20D01<br>ТВ20D02 | НД 0,5Э 100/10 К1 3А | 100 л/ч | 10 кгс/см$^2$ | 1500 об/мин |
| Насос-дозатор аммиака | ТВ20D03<br>ТВ20D04 | НД 0,5Э 100/10 К1 3А | 100 л/ч | 10 кгс/см$^2$ | 1500 об/мин |
| Насос-дозатор аммиака | ТВ20D05 | НД 25/250 ДА | 25 л/ч | 250 кгс/см$^2$ | 1500 об/мин |

Рассмотрим общее устройство дозировочного агрегата на примере насоса-дозатора аммиака ТВ20D05 типа НД 25/250 ДА. Дозировочный электронасосный агрегат состоит из двигателя, редуктора, регулирующего механизма и гидроцилиндра. Регулирующий механизм предназначен для преобразования вращательного движения приводного вала в возвратно-поступательное движение плунжера, а также для бесступенчатого регулирования длины хода плунжера с контролем по шкале установки подачи.




*Упрощенное устройство насоса НД 25/250*

*1-шатун*
*2-эксцентрик*
*3-вал*
*4-червячное колесо*
*5-червяк*
*6-упругая муфта*
*7-корпус редуктора*
*8-кронштейн*
*9-ползун*
*10-плунжер*
*11-корпус гидроцилиндра*
*12-проставок*

Гидроцилиндр, в котором непосредственно осуществляется рабочий процесс насоса, состоит из корпуса, плунжера, комплекта всасывающего и нагнетательного клапанов шарикового типа, уплотнительного устройства. Смазка подшипников и червячной передачи осуществляется разбрызгиванием масла, залитого в корпус редуктора. Для контроля уровня масла предусмотрен маслоуказатель.

Регулирование подачи насоса-дозатора ТВ20D05 производится вручную только ПРИ ОСТАНОВЛЕННОМ насосе. Вращая эксцентрик относительно шейки вала насоса, можно менять суммарный эксцентриситет, а следовательно, и длину хода плунжера насоса от нуля до максимума.

Гидроцилиндры насосов-дозаторов ТВ20D01-04, имеющие заводскую маркировку типа НД...Э, по конструкции практически аналогичны гидроцилиндру насоса-дозатора аммиака ТВ20D05 типа НД 25/250 ДА. Единственное отличие заключается в том, что они оснащаются механизмом автоматического и дистанционного регулирования подачи (электрическим исполнительным механизмом). Регулирование производительности насосов ТВ20D01-04 может производиться как ВО ВРЕМЯ ИХ РАБОТЫ ТАК И ПРИ ОСТАНОВЛЕННЫХ насосах. Поступательное движение плунжера этих насосов осуществляется от основного электродвигателя за счет кулачка и возвратной пружины. Полный ход плунжера у них составляет 32 мм.

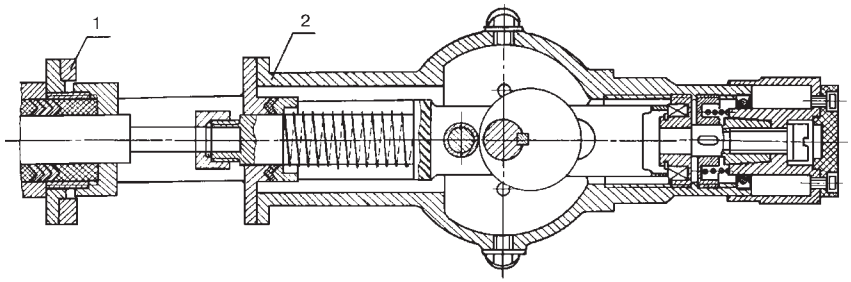
Автоматическое или дистанционное регулирование производительности этих насосов осуществляется изменением хода плунжера с помощью электрического исполнительного механизма, выходной вал которого сочленен с регулирующим устройством насоса-дозатора. Ход плунжера ограничивается выдвижением регулирующего устройства в переднее положение.

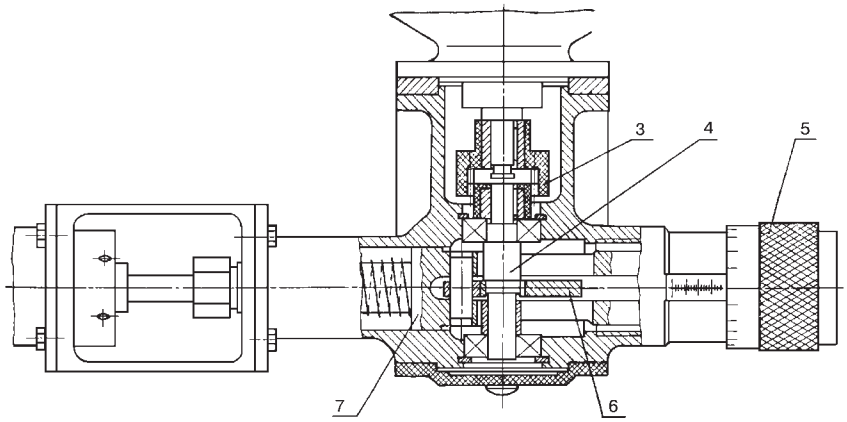
*Общий вид насоса типа НД 0,5 Э 100/10*

## Баки ТВ21,22,23В01

Баки ТВ21,22,23В01 - емкости цилиндрической формы, изготовленные из аустенитной нержавеющей стали. Предназначены для оперативного хранения запасов реагентов.

| Наименование баков | Маркировка | Геометр. объем | Рабочий объем | Материал |
|---|---|---|---|---|
| Бак 3% раствора КОН | ТВ23D01 | 4,3 | 3,8 | 08Х18Н10Т |
| Бак 3% аммиака | ТВ21В01 | 4,3 | 3,8 | 08Х18Н10Т |
| Бак 3% гидразина | ТВ22В01 | 1,4 | 1,3 | 08Х18Н10Т |




*Устройство насоса с заводской маркировкой НД...Э*

*1-кронштейн*
*2-корпус*
*3-зубчатая муфта*
*4-вал*
*5-колпак регулятора*
*6-кулачок*
*7-ползун*

# Эксплуатация системы реагентов РО

Рабочие растворы реагентов готовятся в химическом цехе. После проверки концентрации реагентов и содержания хлорид-ионов растворы поступают на заполнение соответствующих расходных баков узла реагентов РО.

Необходимо отметить, что линии заполнения баков ТВ21-23В01 выполнены общими для всех четырех энергоблоков. Вследствие этого перед дозаполнением любого бака системы реагентов РО со спецкорпуса необходимо проверить закрытие арматуры заполнения на аналогичные баки других блоков!

В расходных баках РО после приема реагентов также должна производиться проверка концентрации реагентов и содержание в них хлорид-ионов. При удовлетворительных результатах анализов в баках разрешается подача их в теплоноситель для поддержания норм качества воды в соответствии с требованиями "Норм ВХР 1 контура с реакторами типа ВВЭР". Анализы сред из соответствующих баков ТВ21,22,23В01 не должны выходить за пределы:

- по раствору КОН - концентрация от 2 до 3%, Cl < 150 мкг/л;
- по раствору $N_2H_4 \cdot H_2O$ - концентрация от 2 до 3%, Cl < 150 мкг/л;
- по раствору $NH_3$ - концентрация от 2 до 3%, Cl < 150 мкг/л.

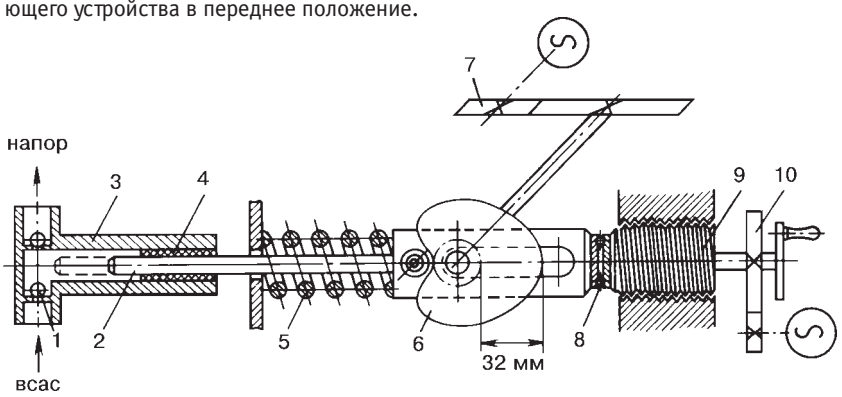
При концентрации аммиака в баке ТВ21В01 на уровне 3% необходимый расход дозировки его в подпиточную воду (и, следовательно, ход плунжере насоса-дозатора) является относительно небольшим, что затрудняет регулирование подачи насоса. Приходится выставлять очень малый ход плунжера насоса-дозатора, который трудно контролировать по месту. Поэтому инструкция допускает использование раствора аммиака с концентрацией от 1,5 до 3% для обеспечения плавного регулирования концентрации $NH_3$ в теплоносителе 1 контура и работы насосов-дозаторов с оптимальным ходом плунжера.

Дозирование гидразина в подпиточную воду на всас ПНА насосами ТВ20D01,02 рекомендуется производить во время операций по пуску, останову, работы блока без

деаэрации продувочной воды для активного связывания избыточного свободного кислорода.

При нормальной эксплуатации блока в подпиточную воду должен непрерывно дозироваться аммиак. Аммиак постоянно теряется в цикле, и восполнение осуществляется постоянной его дозировкой на всас работающего подпиточного агрегата.

Автоматическое или дистанционное регулирование производительности этих насосов осуществляется изменением хода плунжера с помощью электрического исполнительного механизма 10, выходной вал которого 9 сочленен с регулирующим устройством насоса-дозатора. Ход плунжера ограничивается выдвижением регулирующего устройства в переднее положение.




*Упрощенная схема регулирования подачи насосов-дозаторов ТВ20Д01-04*

*1-клапан*
*2-плунжер*
*3-корпус насоса*
*4-уплотнение*
*5-возвратная пружина*
*6-кулачок*
*7-электродвигатель*
*8-упорный подшипник*
*9-регулирующее устройство*
*10-исполнительный механизм*

Первоначально в проекте была предусмотрена система химического контроля качества теплоносителя 1 первого контура "АРКТУР", по сигналам от датчиков которой электронный регулятор должен был автоматически устанавливать необходимую подачу аммиака в подпиточную воду. Однако из-за отсутствия в настоящее время выпуска промышленных аммиакомеров регулирование подачи аммиака производится вручную оператором РО по месту пропорционально расходу подпиточной воды.

Дозировка аммиака должна вестись с таким расчетом, чтобы концентрация $NH_3$ в подпиточной воде была более 5 мг/литр, и концентрация водорода в теплоносителе 1 лежала в пределах от 2,7 до 5,4 мг/литр.

Однако превышать дозировку аммиака в подпиточную воду более 50 мг/литр не следует. Основным и часто имеющим место нарушением ВХР 1 контура является именно передозировка аммиака в подпиточную воду.

В этом случае превышение концентрации аммиака в подпитке приводит к вымыванию калия из катионитового фильтра (находящегося в калий-аммиачной форме), т.е. фактически происходит регенерация фильтра. Это в свою очередь приводит к резкому повышению концентрации щелочных металлов в теплоносителе 1 контура.

Для оперативного устранения такого нарушения необходимо ввести в работу катионитовый фильтр системы СВО-2, находящийся в Н форме. Это позволит поглотить избыток калия из теплоносителя и одновременно снизить величину pH теплоносителя, т.к. катионит будет эквивалентно отдавать в очищаемый теплоноситель ионы водорода в результате чего нейтрализуется избыточная щелочность.

Эпизодически, для поддержания в теплоносителе 1 контура нормируемой величины концентрации щелочных металлов, производится дозировка определенного объема КОН в подпиточную воду по рекомендации водно-химической лаборатории.

Насосы-дозаторы реагентов РО относятся к насосам объемного действия, в которых подача жидкости осуществляется за счет вытеснения ее движущимся поршнем. Поршневые насосы такого типа можно пускать в ход только при открытой задвижке на напорном трубопроводе (или рециркуляции), так как пуск насоса при закрытой задвижке может привести к поломке или разрыву напорного трубопровода. Этим поршневые насосы принципиально отличаются от центробежных.

В конце пособия хочется сказать несколько слов об определенной опасности, которую представляет собой использование химических реагентов в технологическом процессе.

Помещения узла реагентов реакторного отделения А-047/$_{1,2}$ относятся к газоопасным.

При эксплуатации узла реагентов реакторного отделения следует помнить, что используемые в узле ТВ20 реагенты способны оказывать неблагоприятное воздействие на организм человека.

- Гидразингидрат - сильный восстановитель, легко разлагается под действием катализаторов нагревания. В смеси с кислородом взрывоопасен. При контакте с окислами некоторых металлов, асбестом или активированным углем возможно самовозгорание гидразингидрата. Токсичен при поступлении в организм.
- Аммиак водный технический - обладает сильными щелочными свойствами. При вдыхании аммиака высокой концентрации он может вызвать ожоги слизистой оболочки глаз, удушье, приступы кашля, головокружение.
- Едкий калий - сильное основание. Как твердое вещество, так и его концентрированные его растворы вызывают очень сильные ожоги кожи. Попадание щелочи в глаза может привести к их тяжелым заболеваниям и даже потере зрения.

# Системы вентиляции реакторного отделения TL

## Цели обучения

По окончании изучения данного материала обучаемые будут способны:

- Сформулировать назначение основных типов вентсистем, используемых на АЭС с ВВЭР: технологической приточно-вытяжной и рециркуляционной.
- Назвать и указать расположение рециркуляционных вентсистем гермооболочки РО.
- Объяснить необходимость постоянной работы рециркуляционной вентиляции герметичной зоны РО при работе РУ.
- Перечислить ограничения "Регламента безопасной эксплуатации...." к системам вентиляции и температурному режиму ГО.
- Назвать и указать расположение вентсистем поддержания разряжения под гермооболочкой.
- Назвать вентсистемы, используемые для создания нормальных санитарно-гигиенических условий в ГО при проведении ремонтных работ на РУ и перегрузки ОТВС.
- Объяснить назначение клапанов избыточного давления в системах приточно-вытяжной вентиляции обстройки РО.
- Объяснить общий принцип организации приточно-вытяжной вентиляции в технологических помещениях обстройки РО.
- Назвать и указать расположение рециркуляционных вентсистем охлаждения технологических помещений обстройки РО с ответственным оборудованием.
- Указать методы, используемые для очистки воздуха, выбрасываемого вытяжной вентиляцией блоков Балаковской АЭС.

**Описать классификацию, назначение и общее устройство вентсистем РО блоков Балаковской АЭС.**

# Роль систем вентиляции в эксплуатации РО блока ВВЭР-1000

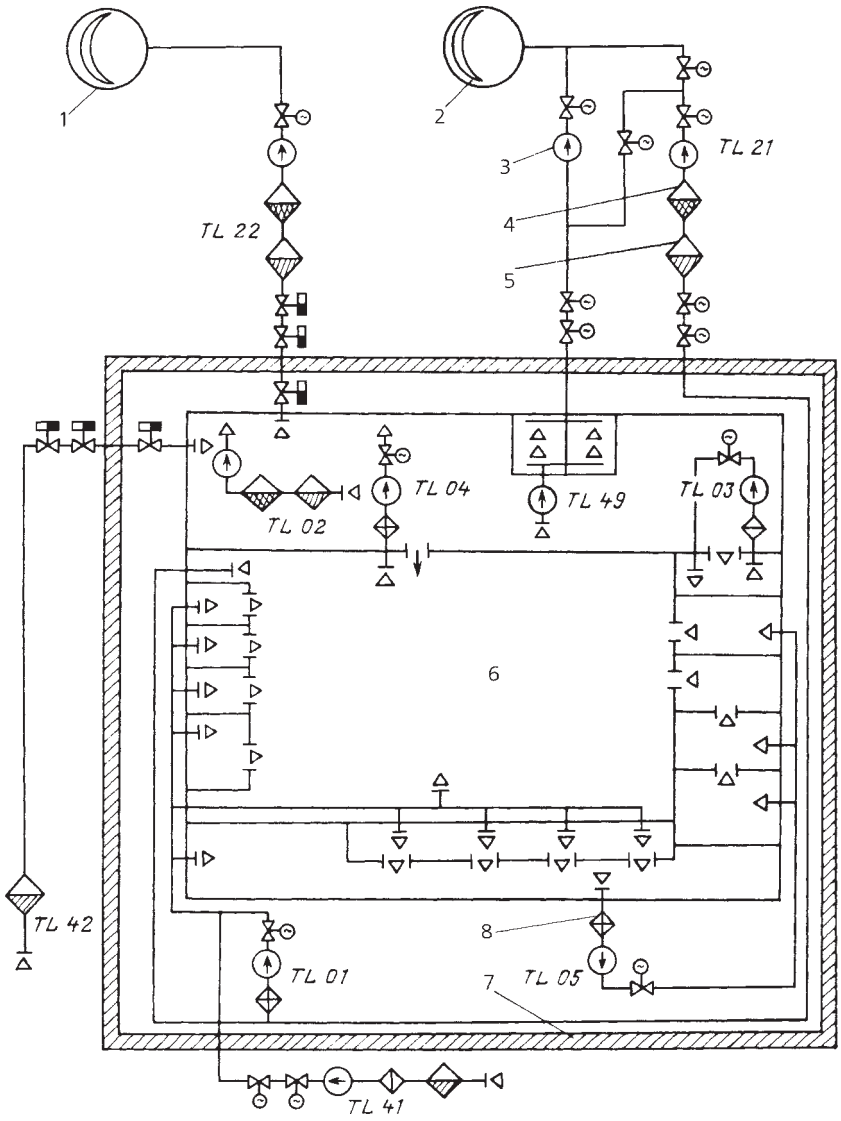
При организации вентиляции АЭС прежде всего соблюдается принцип раздельного вентилирования помещений зон свободного и строгого режима.

Зона строгого режима АЭС с блоками ВВЭР-1000 при работе оборудования первого контура и вспомогательных систем характеризуется не только имеющимся гамма-фоном, но и неизбежным наличием инертных радиоактивных газов и аэрозолей.

При протечке теплоносителя 1 контура в результате изменения давления и температуры они частично испаряются, выделяя в воздух технологических помещений газы и аэрозоли. Однако источником радиоактивности являются не только протечки теплоносителя 1 контура, но и оборудование вспомогательных систем (расхолаживания БВ, продувки-подпитки ТК, оргпротечек ТУ, бакового хозяйства ТВ30 и т. д.).

Соответственно вентиляция должна обеспечивать нормальные санитарно-гигиенические и безопасные условия работы персонала. Для поддержания концентрации радиоактивных веществ в воздухе периодически обслуживаемых помещений на допустимом уровне существует технологическая приточно-вытяжная вентиляция. Одним из назначений технологической вентиляции также является создание разряжения в герметичных необслуживаемых помещениях для предотвращение перетока загрязненного р/а веществами воздуха из них в “чистые” помещения.

Другая основная задача вентиляционных установок ЗСР - обеспечение допустимых температур во всех технологических помещениях: не выше 40 $^0$C в периодически обслуживаемых помещениях и не выше в 60 $^0$C в необслуживаемых помещениях, а также охлаждение оборудования реакторной установки. Для этих целей существует рециркуляционная вентиляция, выполненная по замкнутой схеме с отводом тепла от




*Упрощенная схема вентиляции гермооболочки блока с ВВЭР-1000*

*1-внутренняя венттруба*
*2-внешняя венттруба*
*3-вентилятор*
*4-йодный фильтр*
*5-аэрозольный фильтр*
*6-бокс ПГ*
*7-защитная оболочка*
*8-воздухоохладитель*

воздуха в воздухоохладителях технической водой групп "А" (VF), технической водой группы "В" (VB), а также водой от пароэжекторных машин (UX).

Подача техводы VB на блок производится с блочной береговой насосной (БНС) из пруда-охладителя насосом производительностью 4250-4430 т/час и давлением 5,4 - 5,6 кгс/см$^2$. Основным недостатком техводы VB является большое количество органики (ил, ракушки, водоросли), особенно в летний период, которая забивает теплопередающие поверхности и требует вывода из работы теплообменников и их частой чистки.

Подача техводы VF на реакторное отделение производится с каждой ячейки РДЭС насосом производительностью 3200 т/час и давлением 5,5 кгс/см$^2$. Основным недостатком техводы VF является повышение солесодержания, так как в проекте была принята компенсация испарения воды из брызгального бассейна подпиткой из станционного водохранилища, а система химочистки техводы отсутствует.

Реакторное отделение каждого энергоблока ВВЭР-1000 (В-320) Балаковской АЭС обслуживают две пароэжекторные машины типа 16Э (их оперативная маркировка UX11H01 и UX21H01) с двумя насосами рабочей воды: одна обслуживает гермозону и зону строгого режима, другая зону свободного режима. Каждая машина может отдавать в сеть по 365 м$^3$/час рабочей (холодной) воды с температурой 9-15 $^0$С.

При работающем реакторе в необслуживаемых помещениях используют рециркуляционные вентиляционные системы. Применение рециркуляционных вентсистем для отвода тепловыделений и очистки воздуха в этих помещениях позволяет уменьшить объем воздуха, выбрасываемого в атмосферу, а следовательно, и количество радиоактивных выбросов. Примером этого может служить организация вентиляции гермооболочки на энергоблоке с серийным реактором ВВЭР-1000.

Поскольку основная часть всех помещений зоны строгого режима РО выполнена герметичной, то нормальная работа вентагрегатов для отвода тепла и снижения концентрации радиоактивных веществ является необходимым условием нормальной работы технологического оборудования систем РО.

Оперативное обслуживание систем вентиляции и отопления на блоках Балаковской АЭС выполняет сменный персонал ЛВТХ, так как данные системы находятся в ведении и управлении ЛВТХ. Начальник смены ЛВТХ оперативно подчинен начальнику смены станции (НСС) и сообщает ему о произведенных переключениях на оборудовании.

Теперь перейдем к более детальному рассмотрению конкретных вентиляционных систем.

# Вентсистемы герметичной части РО

Вентиляционные системы герметичной части реакторного отделения подразделяются на обособленные группы, обслуживающие отдельные технологические части энергоблока. Расчетный объем гермооболочки РО проекта В-320 равен 44.890 м$^3$. По проекту общий расход воздуха в герметичной части реакторного отделения в режиме нормальной эксплуатации составляет 341000 м$^3$/час, когда общие тепловые избытки составляют 11·10$^3$ мДж, при остановленном реакторе - 621000 м$^3$/час, а воздухообмен при этом достигает средней кратности циркуляции соответственно 8 и 12.

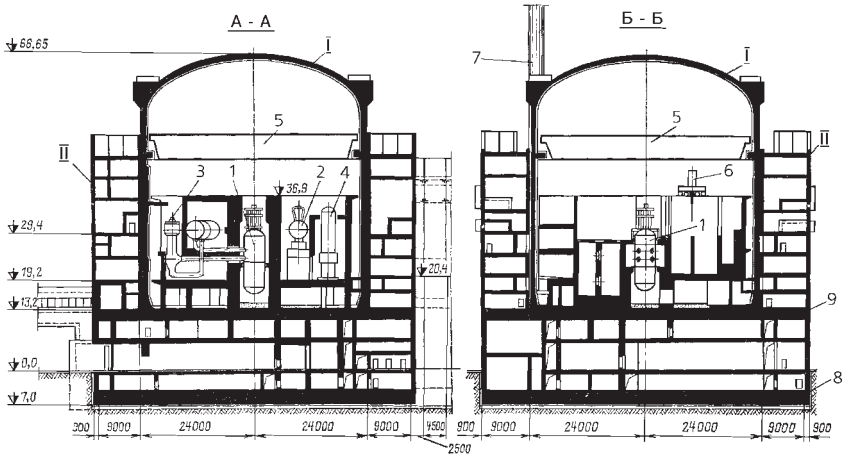
В защитной оболочке размещены системы, оборудование и трубопроводы с высокопотенциальным теплоносителем первого контура:

- реакторная установка, включающая реактор, ПГ YB10-40W01, ГЦН YD10-40D01, КД YP10B01, ГЕ САО3 YT11-14B01 и трубопроводы связи;
- система байпасной очистки воды 1 контура СВО-1;
- система продувки-подпитки 1 контура;
- система организованных протечек 1 контура.

Во время нахождения РУ в горячем состоянии даже при наличии на поверхностях оборудования тепловой изоляции, будут иметь место значительные тепловые потери в пространство гермообъема. По расчету ОКБ "Гидропресс" тепловые потери только от корпуса реактора и чехлов СУЗ в горячем состоянии составляют 700 кВт. С учетом тепловых потерь от трубопроводов ГЦК и парогенераторов общие тепловые потери будут достигать величины порядка 4 мВт.

В сентябре 1992 года в ходе специальных экспериментов и последующих расчетов на блоке №3 было определено, что имеется следующий баланс отвода тепла из гермооболочки:

- к воде в воздухоохладителях рециркуляционных вентсистем отводилось 2400 квт тепла;
- к наружному воздуху через купол и цилиндрическую часть ГО, выступающие из обстройки, отводилось 90 квт тепла;
- к воздуху помещений обстройки РО отводилось 70 квт тепла.




*Разрез РО АЭС с реактором ВВЭР-1000 по унифицированному проекту*

*I-гермооболочка*
*II-обстройка*
*1-реактор*
*2-парогенератор*
*3-ГЦН*
*4-емкость САОЗ*
*5-полярный кран*
*6-перегрузочная машина*
*7-вентиляционная труба*
*8-фундаментная часть обстройки*
*9-опорная плита гермооболочки*

Было определено, что при прекращении организованного отвода тепла из ГЗ и продолжении работы РУ (или ее горячем состоянии) температура воздуха в ЦЗ установится около 150 $^0$C за трое суток. За это время давление воздуха в ГО возрастет до 1,37 ата (0,37 ати).

Согласно же ИЭ РУ при работе блока имеются следующие ограничения по температурному состоянию ГЗ:

- температура воздуха в гермооболочке должна быть не более 60 $^0$C;
- температура воздуха на входе в верхний блок- не более 60 $^0$C;
- температура воздуха на выходе из коллектора охлаждения верхнего блока - не более 115 $^0$C;
- температура строительного бетона - не более 80 $^0$C;
- температура серпентенитового бетона “сухой” защиты - не более 300 $^0$C.

При превышении указанных температур ИЭ РУ однозначно требует останова энергоблока и его перевода в “холодное” состояние с нормальной скоростью.

Становится ясно, что без охлаждения воздушного объема и строительных конструкций ГО эксплуатация РУ невозможна. Поэтому для целей охлаждения ГО в гермооболочке установлена группа рециркуляционных вентагрегатов.

При разработке рециркуляционных вентсистем были учтены следующие основные требования, предъявляемые к этим системам:

- обеспечение поддержания заданной температуры воздуха в герметичных помещениях под оболочкой при работе блока на мощности в номинальном режиме, в переходных режимах, а также в режиме прекращения подачи нормального электропитания (обесточивание);
- обеспечение работоспособности в режиме нормальной эксплуатации и режиме “малой течи” при повышении давления до 1,3 ата;
- вывод в ремонт систем возможен только во время ППР.

Назначение группы рециркуляционных вентагрегатов ГО - удаление тепла и влаги от строительных конструкций и оборудования 1 контура, размещенного под защитной оболочкой, охлаждение (TL01, TL03, TL04, TL05) воздуха до температуры +60 $^0$C в нормальных режимах и до +75 $^0$C в период обесточивания блока, очистка воздуха от радиоактивных примесей (TL02).

TL01D01-06:

- Рециркуляционная вентсистема охлаждения боксов ПГ и ГЦН, установлены в помещениях ГА-405/1-6 на отметке 19.3 гермозоны.

TL02D01-02:

- Рециркуляционная вентсистема очистки воздуха боксов ГЦН, ПГ и ЦЗ от р/а загрязнений, установлены в помещении ГА-701 (ЦЗ).

TL03D01-03:

Рециркуляционная вентсистема охлаждения приводов СУЗ, установлены в помещении ГА-701 (Ц3) на отметке 36.9 гермозоны.

TL04D01-03:

Рециркуляционная вентсистема охлаждения центрального зала, установлены в помещении ГА-701 (Ц3) на отметке 36.9 гермозоны.

TL05D01-03:

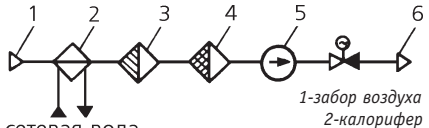
Рециркуляционная вентсистема охлаждения шахты реактора, установлены в помещении ГА-307/1-3 на отметке 13.2 гермозоны.

В рециркуляционных вентсистемах гермозоны устанавливаются вентагрегаты высокого давления типа ВДНА-нж-15С в сейсмостойком исполнении, допускающие эксплуатацию при температуре окружающей среды до 75 $^0$С и влажности до 100%. Эти вентиляторы имеют повышенные показатели надежности работы (наработка на отказ не менее 10 000 часов, межремонтный период 25 000 часов, срок службы до списания 30 лет).

Все рециркуляционные вентсистемы гермозоны РО TL01, TL03, TL04, TL05 должны находиться постоянно в работе при работе реактора. Вентсистема TL02, снабженная аэрозольным и йодным фильтром (фильтровальная станция находится в пом. ГА-702), вводится в работу при возникновении необходимости очистки воздуха в помещениях электродвигателей ГЦН, боксов ПГ и центрального зала (помещений ГА407 - ГА506/1-2). Группы ее фильтров очищают воздух на два порядка. Производительность вентсистемы TL02 составляет 30·10$^3$ м$^3$/час.

Очистка воздуха от радиоактивных аэрозолей и йода в вентсистеме TL02 производится фильтрами на основе активированного угля и ткани Петрянова, которые боятся повышенной влажности воздуха. Для предохранения фильтров системы TL02 влажность очищаемого воздуха не должна превышать 70%, что по проекту должно обеспечиваться за счет его подогрева сетевой водой в калориферах.

*Упрощенная схема вентсистемы TL02*



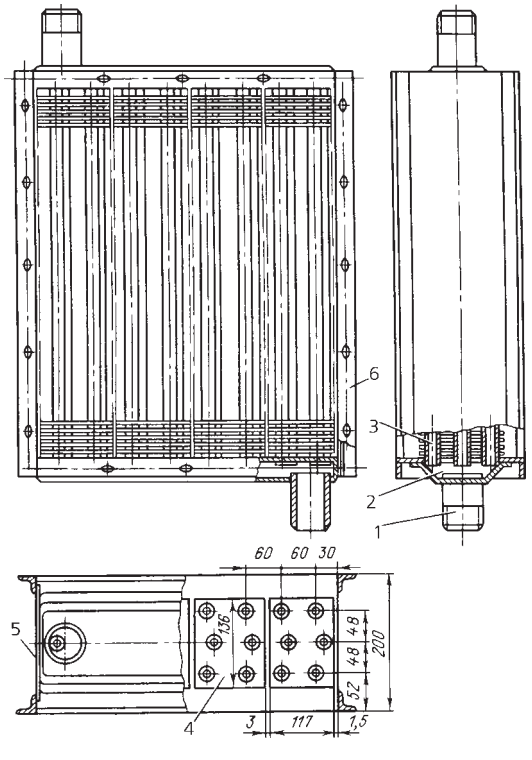

*1-забор воздуха*
*2-калорифер*
*3-аэрозольный фильтр*
*4-йодный фильтр*
*5-выброс воздуха*

Две рециркуляционные системы TL01 и TL04 (180 и 60·10$^3$ м$^3$/час) предназначены для съема тепло- и влаговыделений от технологического оборудования и поддержания в герметичных помещениях оболочки температуры до 55 $^0$С. Рециркуляционные вентсистемы TL01 и TL04 относятся к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности.

Для съема теплоты от воздуха и его осушения в каждой группе имеется две последовательно установленные группы воздухоохладителей, в одну из которых (4 воздухоохладителя в два ряда) подается техническая вода VF, а в другую (2 воздухоохладителя в один ряд) по независимой системе трубопроводов - вода от пароэжекторной холодильной машины UX.

*Устройство воздухоохладителя пластинчатого*

*1-присоединительный штуцер*
*2-коллектор*
*3-трубка для протока теплоносителя*
*4-пластины оребрения*
*5-боковые щитки*
*6-обрамляющие фланцы*




Вторая группа воздухоохладителей по проекту является резервной. Согласно проекта при повышении температуры технической воды до +18 $^0$С включается холодильная машина, от которой охлажденная вода подается во вторую группу воздухоохладителей.

Эти вентсистемы TL01 и TL04 расположены соответственно на отметках 19.3 и 36.9 гермозоны, охлаждают воздух нижнего и верхнего объемов, на которые разделяется герметичная оболочка, и имеют разветвленную сеть металлических воздуховодов, позволяющую равномерно раздавать охлажденный воздух по помещениям.

Система TL01 состоит из шести рециркуляционных установок (три рабочие и три резервные). Забираемый из верхней зоны бокса ПГ воздух проходит через воздухоохладители системы TL01 и охлажденный до температуры порядка 30 $^0$С разветвленной сетью воздуховодов подается в помещение вентиляторов, электродвигателей ГЦН и на отметку обслуживания с последующим перетеканием в бокс парогенераторов.

Рециркуляционная вентсистема TL04 состоит из трех рециркуляционных вентустановок (одна рабочая и две резервные).

Приводы СУЗ охлаждаются рециркуляционным воздухом вентсистемы TL03. В каждой установке этой рециркуляционной системы имеется три вентагрегата (одна рабочая и две резервные) и группа из трех воздухоохладителей, установленных последовательно. Она рассчитана на отвод тепла в количестве 1870· 10$^3$ кДж/час. Холодоносителем является техническая вода VB. Воздух просасывается через приводы СУЗ, нагревается в них до 110 $^0$С, охлаждается в воздухоохладителях и выбрасывается с температурой порядка 50 $^0$С.

Производительность каждого вентилятора системы TL03, равная по проекту $27 \cdot 10^3$ м$^3$/час, выбрана на основании того, что максимальная температура обмотки электромагнитов не превышает 225 гр.С, если на входе в привод подается воздух а количестве 400 м$^3$\час с температурой 60 $^0$С (по данным расчета ОКБ “ГП”).

Работа вентсистемы TL03 является важной не только для поддержания температурного режима приводов СУЗ, но и для измерительных каналов СВРК. В частности на верхнем блоке расположены компенсационные коробки термопар внутриреакторного термоконтроля ТК. Применение этих термопар требует измерения температуры их холодных спаев и внесения соответствующих поправок к показаниям, что производится при помощи образцовых ТСП, расположенных внутри коробок. Соответственно при нарушении отвода тепла от ВБ повышение температур в коробках компенсации выше 100 $^0$С может приводить к потере достоверности показаний термопар из-за превышения градуировочных характеристик их холодных спаев с последующим отказом расчетов СВРК.

Согласно ИЭ систем вентиляции гермозоны РО температура бетона в консоли должна составлять не более 85 $^0$С, температура металла опорной фермы - не более 70 $^0$С, температура бетона в опоре - не более 85 $^0$С. Поэтому для целей охлаждения зоны двери и днища шахты реактора, сухой защиты и консоли шахты реактора имеется самостоятельная рециркуляционная вентсистема TL05.

Рециркуляционной системой TL05 воздух забирается с отметки 13.2, где установлена система, по воздуховодам подается в шахту, охлаждает ее и перепускается в боксы парогенераторов с температурой порядка 60 $^0$С. Воздухоохладители каждой из установок системы сгруппированы и работают так же, как в системах съема тепло- и влаговыделения от технологического оборудования. Производительность системы $38 \cdot 10^3$ м$^3$/час. В режиме нормальной эксплуатации в рециркуляционной системе TL05 работает одна вентустановка.

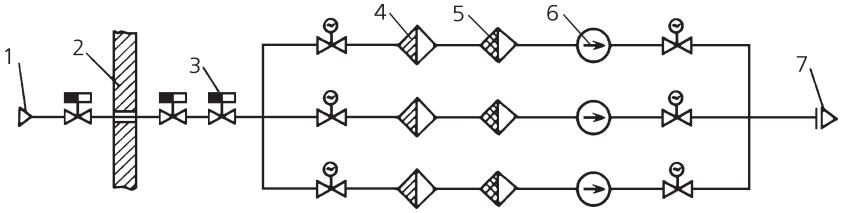
Количество воздуха 38 000 м$^3$/час, подаваемого на охлаждение шахты реактора в соответствии с требованиями главного конструктора, распределено следующим образом:

- подвод воздуха к кольцевой щели на охлаждение сухой защиты и опоры составляет 10 000 м$^3$/час;
- на охлаждение каналов ИК - 20 000 м$^3$/час;
- на охлаждение консоли - 8 000 м$^3$/час.

Следует также упомянуть о наличии ограничений по эксплуатации блока при возникновении нарушении в работе указанной выше рециркуляционной вентиляции: при работе РУ разрешается иметь перерыв в охлаждении приводов СУЗ (TL03) не более 30 мин, в охлаждении шахты реактора (TL05) - не более 5 часов, в противном случае блок должен быть остановлен и переведен в “холодное” состояние. Причем, отключение вентсистемы TL05 можно производить при остановленном реакторе не менее чем через 24 часа после его останова.

Управление и контроль рециркуляционными вентсистемами охлаждения гермооболочки TL01, TL04 и TL05 в объеме, необходимом для нормального функционирования, осуществляется с БЩУ и РЩУ. Предусматривается отключение вентилятора при повышении температуры масла в картере подшипников до 80 $^0$С, а также контроль на дисплее УВС температуры и давления, с предупредительной сигнализацией при понижении давления на напоре вентилятора до 500 Па.

Для создания и поддержания необходимого разряжения воздуха в гермозоне 15-20 мм.вод.ст. во время работы энергоблока, обеспечения минимального воздухообмена по наружному воздуху, предотвращения скопления водорода в верхней части ГО имеется вытяжная TL22 и приточная TL42 вентиляция.




*Упрощенная схема вентсистемы TL22*

*1-забор воздуха из ГО*
*2-защитная оболочка*
*3-быстродействующий отсечной клапан*
*4-аэрозольный фильтр*
*5-йодный фильтр*
*6-вентилятор*
*7-выброс воздуха в венттрубу блока*

TL22D01-03:

- Система создания разряжения под гермооболочкой, установлены в помещении АВ-812/1-3 на отметке 28.8 обстройки РО.

TL42S01-03:

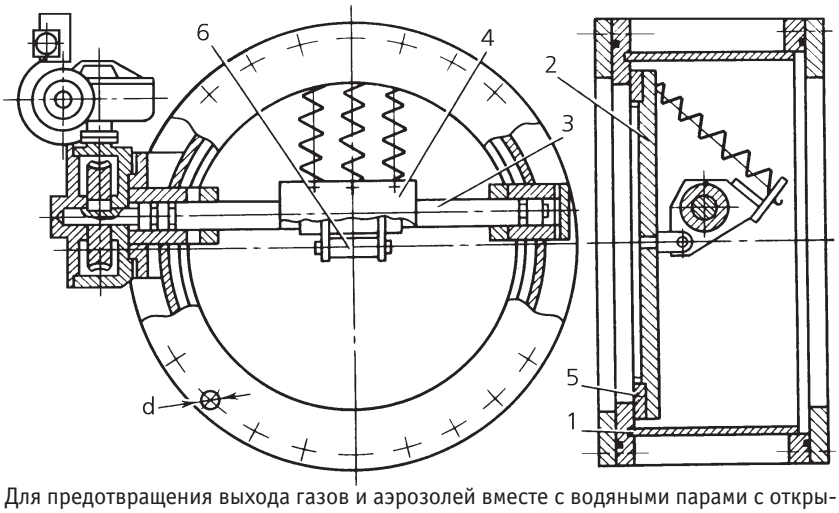
- Регуляторы приточные для поддержания разряжения под гермооболочкой

путем подачи воздуха в ГО, установлены в помещении АВ-913/1 на отметке 36.6 обстройки РО.

Следует помнить, что при эксплуатации РУ за счет совместной работы вытяжной вентиляции под оболочкой TL22 и приточной TL42 должно поддерживаться разряжение в ГО более 15 мм.вод.ст. В режиме нормальной эксплуатации отсос воздуха из-под защитной оболочки производится только вентсистемой TL22. Таким образом из наиболее "грязной" части блока из-под защитной оболочки в режиме нормальной эксплуатации выбрасывается в атмосферу после тщательной очистки лишь 0,833 $м^3$/сек (3000 $м^3$/час) воздуха. Это обеспечивает минимальный выброс радиоактивных газов и аэрозолей.

Поскольку воздуховоды вентсистем TL22 и TL42, постоянно работающих при нормальной эксплуатации РУ, пересекают стены гермооболочки, то для ее локализации при аварии на воздуховодах установлены герметичные отсечные клапана. При аварии с разгерметизацией первого контура закрытие герметичных клапанов на воздуховодах этих систем TL22S07,08,09 и TL42S01,02,03 должно происходить автоматически при повышении давления под гермооболочкой более 0,003 $кгс/см^2$ (защиты TLS01(I) TLS02(II) TLS03(III)).

Энергопитание вентиляционных установок TL01, TL04, TL05, TL22 выполнено в схеме собственных нужд 2 категории, при обесточении получающей питание от ДГ. При обесточении их включение происходит автоматически на 4 ступени ПСП.




*Устройство изолирующего клапана*

*1-корпус*
*2-тарелка*
*3-вал клапана*
*4-рычаг*
*5-уплотнительное кольцо*
*6-ось*

Для предотвращения выхода газов и аэрозолей вместе с водяными парами с открытых поверхностей бассейна мокрой перегрузки в режиме ремонтных и перегрузочных работ имеется рециркуляционная вентсистема TL49.

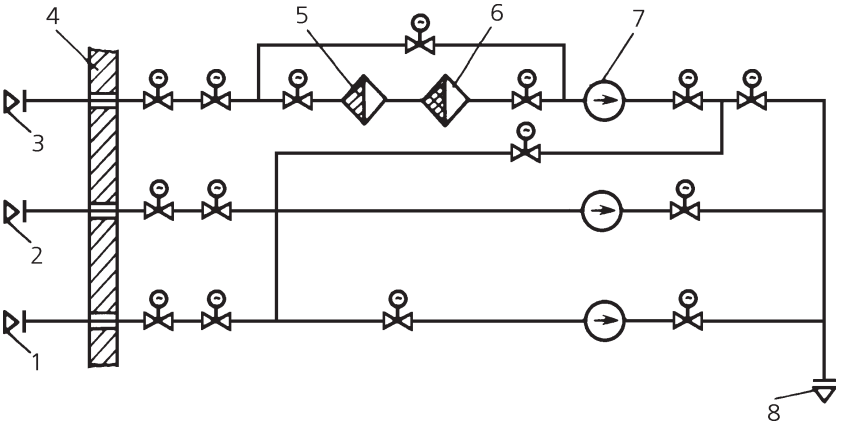
TL49D01-02:

Приточная вентсистема для перекрытия направляемой воздушной струей БВ, бассейна ВКУ, верхней части аппарата, установлены в помещении ГА-701 на отметке 36.6 ГЗ.

Для создания нормальных условий в ГЗ в режиме перегрузки и производства ремонтных работ и для очистки воздуха в возможный послеаварийный период имеется ремонтно-аварийная вытяжная (TL21) и приточная (TL41) вентсистемы.

TL21D01-03:

Система забора и очистки воздуха гермозоны, установлены в помещениях АВ-813, АВ-810 и АВ-908 соответственно.




*Упрощенная схема ремонтно-аварийной вытяжной вентсистемы TL21*

*1-забор воздуха от бассейна ВКУ*
*2-забор воздуха от БВ*
*3-забор воздуха от бокса ПГ*
*4-гермооболочка*
*5-аэрозольный фильтр*
*6-йодный фильтр*
*7-вентилятор*
*8-выброс воздуха в венттрубу*

TL41D01-03:

Система для подачи воздуха в пространство ГЗ, установлены в помещении АВ-911/1,2 на отметке 36.6 обстройки РО.

Согласно ИЭ ввод в работу систем ремонтно-аварийной приточной и вытяжной вентиляции TL21 и TL41 производится после останова реактора и снижения активности в гермооболочке ниже $10^{-8}$ к/л по команде НСБ. В зависимости от показаний дозиметрического контроля удаляемый воздух может проходить очистку на аэрозольных и йодных фильтрах или выбрасываться в трубу по обводной линии без очистки.

# Вентсистемы обстройки РО

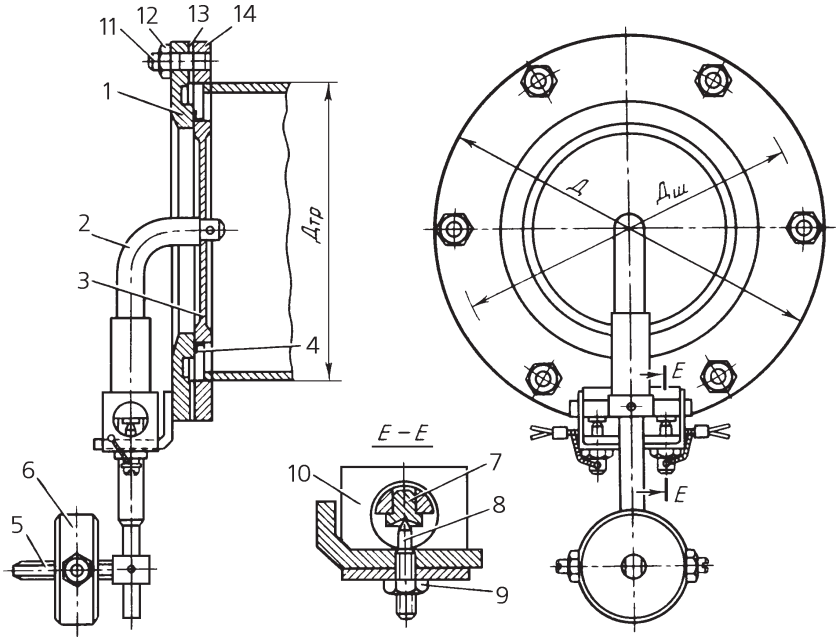
Помещения обстройки характеризуются относительно незначительным количеством избытков теплоты и влаги, наличием аэрозолей и изотопов йода в воздушной среде из-за небольших протечек из радиоактивного 1 контура.

Как уже указывалось, для создания нормальных санитарно-гигиенических условий в помещениях и коридорах обстройки РО имеется технологическая приточно-вытяжная вентиляция.

В зоне строгого режима различают три вида помещений: обслуживаемые, полуобслуживаемые и необслуживаемые. В целях уменьшения количества вентагрегатов их устанавливают не для отдельных помещений, а для целой группы и вследствие этого возникает проблема исключения попадания воздуха из более загрязненных помещений в "чистые" через общую для них систему технологической вентиляции.

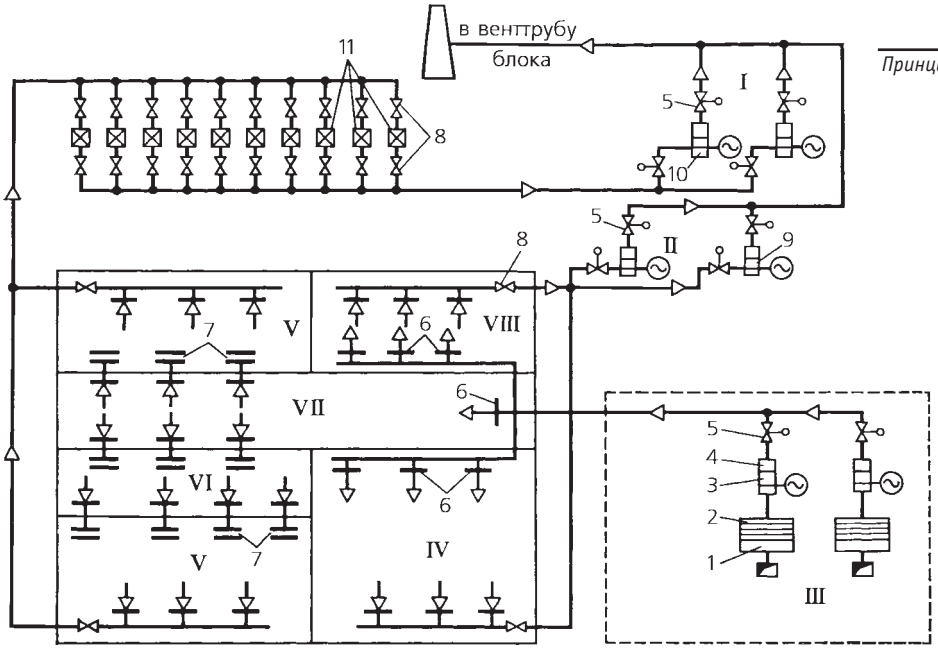
Поэтому системы приточной и вытяжной вентиляции подают и удаляют воздух таким образом, чтобы в помещениях с наибольшим загрязнением воздуха создать разряжение по отношению к менее загрязненным помещениям и таким образом исключить переток воздуха из более "грязных" помещений в более "чистые". Приточная система производительностью $42 \cdot 10^3$ м$^3$/час подает воздух во все помещения, в которых может иметь место наличие радиоактивных веществ. Воздух перетекает в них через клапаны избыточного давления из чистой части обстройки по ступенчатой схеме за счет разряжения, создаваемого тремя вытяжными системами общеобменной вентиляции.

Для вентиляции полуобслуживаемых и необслуживаемых помещений обстройки РО приточный воздух подается в обслуживаемые коридоры и перепускается в помещения через клапаны избыточного давления (КИД). Разряжение в этих помещениях, примерно 100-150 ПА, создается вытяжными системами. Клапаны КИД могут быть настроены на перепады давления от 30 до 100 ПА. Они предназначены для локализации аварий, связанных с утечкой радиоактивных сред в помещения с соответствующим повышением давления. В нормальном режиме КИД находится в открытом положении.




*Конструкция клапана избыточного давления приточно-вытяжной вентиляции в ЗСР*

*1-фланец с опорным кронштейном*
*2-качающаяся штанга*
*3-тарелка*
*4-резиновая уплотнительная манжета*
*5-стержень*
*6-противовес*
*7-футорка*
*8-игла*
*9-стопорная шайба*
*10-опора*
*11-шпилька*
*12-гайка*
*13-прокладка*
*14-установочный фланец*




*Принципиальная схема организации приточно-вытяжной ветиляции в ЗСР*

*I-вытяжная система полуобслуживаемых и необслуживаемых помещений*
*II-вытяжная система обслуживаемых помещений*
*III-приточная вентсистема*
*IV-обслуживаемые помещения*
*V-необслуживаемые помещения*
*VI-полуобслуживаемые помещения*
*VII-обслуживаемый коридор*
*VIII-обслуживаемое помещение*

*1-приточные фильтры очистки от пыли*
*2-калориферы*
*3-приточные вентиляторы*
*4-напорная часть вентиляторов*
*5-вентклапана*
*6-окна воздуховодов*
*7-клапаны избыточного давления*
*8-отсечные вентклапана*
*9-вытяжные вентиляторы из "чистых" помещений*
*10-вытяжные вентиляторы из "грязных" помещений*
*11-аэрозольные и йодные фильтры*

Для создания проектного воздухообмена в помещениях обстройки реакторного отделения имеются следующие вентсистемы:

- вытяжные TL23, TL25, TL26, TL28, TL29, TL30;
- приточные TL43, TL45, TL46.

Таким образом, вентсистемами, обозначенными кодом TL, приточный воздух подается в коридоры и обслуживаемые помещения, откуда через КИД подается в необслуживаемые помещения за счет разряжения 20 мм.вод.ст., создаваемого вытяжными вентагрегатами.

С точки зрения эксплуатации подшипников и электродвигателей температура в технологических помещениях обстройки РО не должна превышать 40 $^0$C. Для отвода избыточного тепла, выделяемого технологическим оборудованием, имеются индивидуальные рециркуляционные системы:

TL06D01-03:

- Вентсистемы охлаждения помещений насосов ТК, установлены в пом. А-018/1-3.

TL07D002-03:

- Вентсистема охлаждения помещения теплообменников ТК, установлены в пом. А-319.

TL08D02-03:

- Вентсистема охлаждения помещения ДП А-423.

TL09D01-03:

- Вентсистемы охлаждения помещений насосов промконтура, установлены в пом. А-317/1-3.

TL10D01-03:

- Вентсистемы охлаждения помещений СБ, установлены в помещении А-036/1-3.

UV05D01-03:

- Вентсистемы охлаждения помещений А-038/1-3 насосов АПН ТХ10-30D01.

Вентсистемы TL06 и TL09, TL10 должны включаться автоматически при включении насосных агрегатов, расположенных в соответствующих помещениях.

Для противодымной защиты лестничных клеток имеются вентиляционные установки TL44, UV58, включаемые в случае пожара и подающие воздух в шахты лифтов и лестничные клетки.

Для трубных проходок, предназначенных для трубопроводов с температурой выше 100 $^0$C, как правило, предусмотрено охлаждение воздухом от расположенных в РО систем вентиляции гермопроходок:

- TL-13 - системы охлаждения гермопроходок днища оболочки и помещений вентильных камер трубопроводов аварийного расхолаживания, расположены на отм. 6.6, обстройки РО в помещениях А-327/1-3;

- UV-40 - системы охлаждения гермопроходок - отм. 33.6 пом. А-910/1.2;
- TL-50 - система охлаждения гермопроходок отм. 19.2 пом. А-633/1.

Производительность рециркуляционной ветсистемы TL13 определена в соответствии с техническим заданием разработчика проходок на расход воздуха, необходимого для их охлаждения, а также исходя из тепловыделений в помещениях вентильных камер А-327/$_{1-3}$ и необходимости поддержания в них допустимой температуры +45 $^0$С. Проектом предусмотрено по одной рециркуляционной установке в помещении вентильной камеры каждого канала соответственно. Производительность каждого вентилятора TL13D01-03 составляет 6330 м$^3$/час.

Производительность вентсистемы UV40 определена в соответствии с техническим заданием разработчика проходок на расход воздуха, необходимого для их охлаждения. Проектом предусмотрено две группы установок, в каждой из которых один рабочий вентагрегат и два резервных. В каждой группе вентагрегаты запитаны от дизелей надежного электропитания. Производительность каждого вентилятора UV40D01-06 составляет 5000 м$^3$/час.

Также нужно отметить, что для вентиляции помещений маслосистем ГЦН А-315/1,2 по проекту имеются отдельные вентсистемы:

TL26,46D01-02:

- Вытяжка и приточка из помещений маслосистем ГЦН, расположены в помещениях АВ-624/1,2, и АВ-815/2 соответственно.

TL29D01-02:

- Вытяжка из помещений подпиточных насосов и их маслосистем.

В исключительных случаях для дымоудаления из пожароопасных помещениях инструкция по мерам пожарной безопасности в РО допускает использование вентсистем TL26,TL29.

На вентиляции помещений маслосистем имеются огнезадерживающие клапана, обеленные асбестом: створка закреплена на оси, установленной в торцевых стенках короба. В открытом положении створка клапана поддерживается плавкой вставкой из сплава вуда. При повышении температуры выше 72 $^0$С вставка плавится и створка клапана, проворачиваясь на оси, перекрывает короб.

Для установки клапана в открытое положение после его срабатывания необходимо вращением оси клапана газовым ключом открыть створку клапана и вместо плавкой вставки установить проволоку ф4-5 мм.

# Проблемы очистки воздуха вытяжных вентсистем

Воздух из производственных помещений АЭС, удаляемый системами вытяжной вентиляции может быть загрязнен радиоактивными газами и аэрозолями.

Поскольку воздух из вытяжной технологической вентиляции ЗСР выбрасывается в атмосферу через вентиляционную трубу блока, то для сведения к минимуму неблагоприятного воздействия на окружающую среде необходима очистка сбрасываемого воздуха от р/а веществ. Степень очистки должна быть такой, чтобы выброс р/а газов и аэрозолей не превышал установленных нормативных значений.

Вентиляционная труба РО блока АЭС с ВВЭР-1000 (В-320) размещена на обстройке и опирается на железобетонный оголовок, являющийся продолжением вентиляционного короба. Металлические вентиляционные трубы блоков Балаковской АЭС выполнены двойными: внутренняя диаметром 1,6 метра, а внешняя диаметром 3 метра. Внутренняя труба диаметром 1,6 м используется в нормальном режиме работы блока, когда удаляется 104600 м$^3$/час воздуха. По проекту выброс из системы спецгазоочистки СГО должен быть организован также во внутреннюю трубу.

Основная вентгруба диаметром 3 м используется в режиме ремонтных работ, когда удаляется 280000 м$^3$/час воздуха. Такая схема, когда в основной трубе размещается труба меньшего диаметра, используемая для удаления небольших объемов наиболее агрессивного воздуха, позволяет увеличить скорость выброса загрязненного воздуха (таким образом улучшая эффективность рассеяния и уменьшая вероятность срыва “факела”) и снизить требование к антикоррозионной защите основной трубы.

Очистка воздуха от радиоактивных аэрозолей осуществляется в две ступени. На первой ступени производится очистка воздуха на аэрозольных (самоочищающихся)

фильтрах. В качестве фильтрующего материала для самоочищающихся фильтров обычно применяется стекловолокно. Его главное достоинство - продолжительный срок службы, оно стойко по отношению к кислотам и щелочам. Помимо аэрозолей на этом этапе улавливаются мельчайшие капельки влаги, поэтому фильтры оборудованы дренажами. Коэффициент очистки таких фильтров высок.

Для очистки воздуха от радиоактивных аэрозолей также применяют тонковолокнистый (диаметр волокон 1,5-2,5 мкм) фильтрующий материал типа ФПП, изготавливаемый на базе синтетических тонковолокнистых волокон перхлорвинила. Фильтрующий материал получил название ткань Петрянова в честь своего разработчика И.В. Петрянова-Соколова. Очистка воздуха тонковолокнистыми фильтрами из ткани Петрянова происходит в результате их инерционного осаждения на волокнах (крупные аэрозоли), электростатического осаждения, а также за счет прилипания частиц в поверхностном слое фильтра. Главный недостаток ткани Петрянова типа ФПП - она гидрофобна, т.е. боится воды. Рабочая температура, при которой волокна фильтрующих материалов ФП сохраняют работоспособность, доходит до 60 $^0$C.

На второй ступени для очистки воздуха от короткоживущих РБГ применяют адсорбционные фильтры. В качестве засыпки для таких фильтров используют активированный уголь. Адсорбционные колонны, загруженные активированным углем, позволяют достигать высокой степени очистки (выше 99%). Для короткоживущих радионуклидов они действуют по принципу “вечных колонн”, которые работают в непрерывном режиме; срок их службы определяется только износом сорбента. В вечных колонная одновременно с адсорбцией происходит естественный распад радионуклидов, задержанных в сорбенте.

Параметры колонны выбираются так, чтобы активность газов на выходе была равна заданному значению. При объеме угольного адсорбера 20-40 м$^3$ время задержки криптона составляет 3-10 суток, ксенона более 40 суток. Основной недостаток активированного угля состоит в том, что он боится повышенной влажности, так как накопление влаги в адсорбенте приводит к его слеживанию. Также при поглощении влаги происходит снижение его адсорбционных свойств по отношению к радиоактивным изотопам.

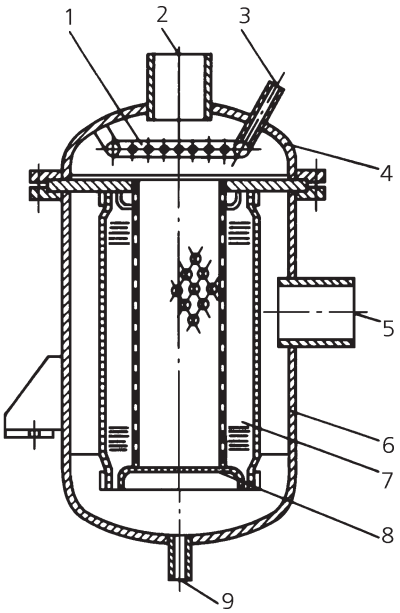
В вытяжных вентсистемах TL21, TL22, TL23, TL28, TL29 блоков Балаковской АЭС для очистки воздуха от радиоактивных примесей, выбрасываемых в атмосферу из помещений ЗСР, применяются фильтровальные установки типа Д-23кл, АУ-1500, Ц-500.

На рисунке изображен фильтр для очистки сдувок ФАРТОС-Ц-500 (фильтр аэрозольный регенерируемый тонкой очистки стекловолокнистый с цилиндрическим корпусом). Это самоочищающийся фильтр с коэффициентом очистки до 10$^3$. Корпус фильтра рассчитан на перепад давлений 350 кПа (0,35 кгс/см$^2$). Фильтрующим элементом является перфорированный цилиндр, на который уложен складками фильтрующий слой, покрытый с обеих сторон холстом из ультракороткого стекловолокна. Складки фильтрующего материала разделены сепараторами.

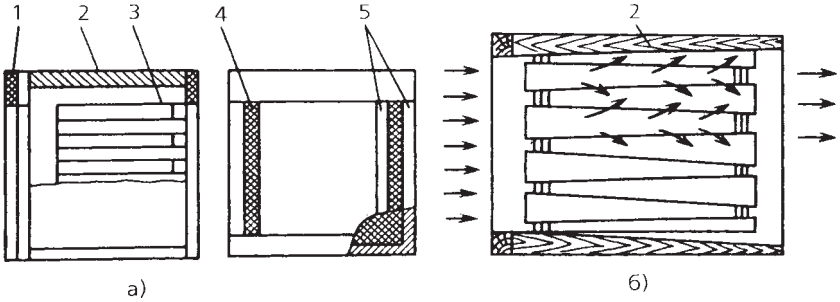
При работе фильтра ФАРТОС его сопротивление будет расти и при достижении определенной величины - около 500 кПа (0,5 кгс/см$^2$) фильтр подвергается регенерации - многократной промывке фильтрующего слоя водой или растворами реагентов. После регенерации фильтрующий слой просушивается воздухом. Если в результате накоплений осадка в фильтре регенерация становится неэффективной, фильтрующий элемент или весь фильтр подлежит замене.

Фильтры типа Д-23кл предназначены для тонкой и сверхтонкой очистки и других газов от аэрозольных частиц и могут быть использованы для улавливания туманов (аэрозолей с жидкими частицами). Цифра 23 в маркировке фильтра означает площадь поверхности фильтрующей ткани в квадратных метрах. Фильтры типа Д-23кл собирают из П-образных клиновидных рамок, причем закрытые стороны рамок чередуют с открытыми.

*Конструкция фильтра типа ФАРТОС-Ц-500*




*1-перфорированное кольцо для промывки фильтрующего материала*
*2-вход загрязненного воздуха*
*3-вода на промывку фильтра*
*4-крышка*
*5-выход очищенного воздуха*
*6-копус*
*7-фильтрующий элемент*
*8-перфорированный цилиндр*
*9-слив жидкости*

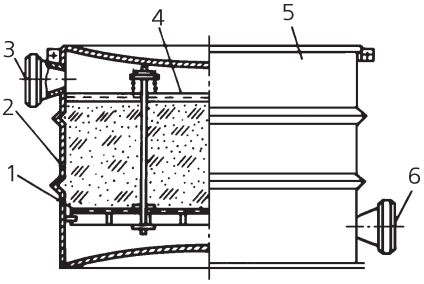



*Аэрозольные фильтры типа Д(а) и Дкл(б)*

*1-прокладка*
*2-кожух*
*3-П-образная рамка*
*4-сепаратор*
*5-ткань типа ФПП или ФПА*

*Угольный адсорбер типа АУ*

*1-решетка неподвижная*
*2-активированный уголь*
*3-вход загрязненного воздуха*
*4-решетка прижимная*
*5-корпус адсорбера*
*6-выход очищенного воздуха*



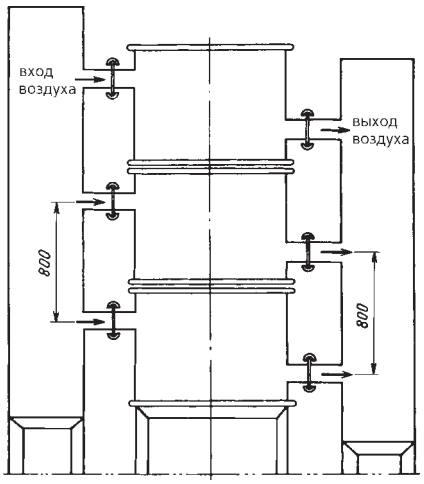




*Схема монтажа адсорберов типа АУ в "колонку"*

Аэродинамическое сопротивление фильтра составляет 150 Па (0,15 кгс/см$^2$) при удельной нагрузке 360 м$^3$/час на 1 м$^2$. Сопротивление загрязненного фильтра допускается не более 600 Па (0,6 кгс/см$^2$). Фильтр Д-23кл имеет двухступенчатую конструкцию. Первая ступень - фильтрующий элемент с насадкой из распушенного штапельного волокна лавсана, уложенного равномерно между винипластовыми сетками, вторая ступень - рамочный фильтр в виде набора П-образных рамок, между которыми уложен фильтрующий материал ФПП. Фильтры рассчитаны на разовое использование, регенерации или перезаряжанию не подлежат, собираются в панели с горизонтальным либо вертикальным подводом очищаемого воздуха.

Фильтры АУ-1500 применяются главным образом для улавливания радиоактивных изотоп йода, находящихся в паровой фазе. Поглотителем в них является активированный уголь типа СКТ. Поскольку коэффициент очистки от йода много больше, чем РБГ, то адсорберы для улавливания йода имеют меньшие размеры (вес одного АУ-1500 всего 360 кг). Толщина слоя сорбента принимается равной 400 мм при скорости воздуха 0,4 м/сек. Для увеличения коэффициента очистки угольные адсорберы типа АУ-1500 соединяют барабанами друг на друга в "колонки", обычно по три штуки.

Аэрозольные и йодные фильтры двух основных вытяжных систем герметичной зоны и обстройки расположены на отметке 24.6. Фильтровальные станции остальных вытяжных систем находятся на других отметках в герметичных помещениях.

# Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации систем вентиляции РО

## Событие, происшедшее 31 июля 1994 года на Запорожской АЭС

С 26.07.94 года блок №4 Запорожской АЭС был остановлен на ППР для устранения замечания по неплотности трубчатки ПГ. 27 июля в 14:12 включена ремонтно-аварийная вентиляция в составе TL21D01 и TL41D01 с очисткой на фильтрах. 29 июля из-за появления признаков неэффективной вытяжки из гермозоны дополнительно включены TL21D02 и TL41D02 с выбросом воздуха помимо фильтров. 30 июля произведено разуплотнение коллекторов ПГ-1,2,4.

31 июля утром концентрация радиоактивных газов в ГО превысила $1{,}3\cdot10^{-8}$ Ku/л, все работы в гермозоне прекращены и персонал выведен. Через 1,5 часа газовая активность снизилась до $8\cdot10^{-9}$ Ku/л, работы в ГО были возобновлены. В середине дня для сушки коллекторов ПГ-1,2,4 были включены переносные вентиляторы. В 16:45 все работы в гермозоне были снова прекращены в связи с повышением газовой активности и возобновились в 22:10. Однако персонал ЛВТХ не выполнил требования ИЭ вентсистем о отключении вентилятора TL21D02, работающего помимо фильтров, при повышении активности выше $3\cdot10^{-9}$ Ku/л.

В 23:40 активность по йоду в венттрубе возросла до $15\cdot10^{-14}$ Ku/л, при анализе воздуха ЦЗ активность по аэрозолям составила $5\cdot10^{-13}$ Ku/л. В 03:50 1 августа закончены работы в гермозоне и выведен персонал, выключены переносные вентиляторы, просушивающие коллектора ПГ.

Наконец вечером 2 августа по команде главного инженера отключен вытяжной вентилятор TL21D02, работавший помимо фильтров. Опять появились признаки неэффективной вытяжки из гермозоны. Через 2 суток было выявлено, что напорный клапан TL21S11 работающего вентилятора прикрыт (индикация положения этого клапана на БЩУ отсутствовала из-за ремонта системы эл.питания 1 СБ, а механический указатель положения отсутствовал).

Был восстановлен проектный режим вентиляции гермозоны. Отдел радиационной безопасности констатировал факт, что 1 и 2 августа было превышение контрольных норм выброса йода в венттрубу. Суточный выброс радиоактивного йода составил 0,024 кюри (контрольный уровень 0,01).

При последующем расследовании было выявлено, что повышение радиоактивности воздуха в гермозоне произошло при разгерметизации коллекторов ПГ (выход р/а газов), и при их сушке (выход аэрозолей и йода). Негативную роль сыграло так же

то, что теплоноситель 1 контура был загрязнен продуктами деления урана (включая йод-131) из-за потери герметичности нескольких ТВЭЛов.

## Событие, происшедшее 1 ноября 1994 года на Балаковской АЭС

При обходе оборудования персоналом ЭЦ 01.11.94 на блоке №4 Балаковкой АЭС был обнаружен сильный нагрев эл.двигателя 4TL01D03 более 100 °С (краска на корпусе статора обуглилась). Данный эл.двигатель 4TL01D03 после капитального ремонта в ППР блока был введен в работу в 23:00 25.10.94.

Аналогичные замечания с нагревом до 100 °С двигателя 4TL04D02 также обнаруживались при обходах оборудования персоналом ЭЦ 24.10.94 г, 27.10.94 г, 08.11.94 г.

Причиной разогрева двигателей во всех случаях послужил непроток через него охлаждающей воды, усугубленный тем, что персонал ЛВТХ неоднократно нарушал “Инструкцию по эксплуатации систем вентиляции гермозоны РО” 1Э-ЛВТХ, согласно которой он обязан 2 раза в смену контролировать температуру подшипников вентагрегатов.

# Перечень использованной литературы

Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций. ПБЯ РУ АЭС-89, Москва, 1990 г.

Комментарии к ОПБ-88. ЦИПК. Обнинск, 1992 г.

Инструкция по эксплуатации системы аварийного ввода бора. 2.5Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации. Спринклерная система. 2.8Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации. Система техводы ответственных и неответственных потребителей. ИЭ.2.VF.VB.РЦ-1/30.

Инструкция по эксплуатации. Система аварийного и планового расхолаживания зоны (активная часть). 2.6/2Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации. Система аварийного расхолаживания зоны (пассивная часть). 2.6/1Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы аварийной подпитки парогенераторов. 2.28Э-РЦ.

Парогенератор с опорами. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 320.05.00.00.000 ТО. ОКБ "Гидропресс",1979.

Балаковская АЭС. Энергоблок №1. Техническое обеспечение безопасности сооружения и эксплуатации. Корректировка, 2 редакция. Книга 2-3.

ТОБ РУ. ОКБ "Гидропресс".

Установка реакторная В-320. Техническое описание.320.00.00.00.000 ТО. ОКБ "Гидропресс".

Установка реакторная В-320. Пояснительная записка. Расчетное обоснование. 320.00.00.00.000 ПЗ2. ОКБ "Гидропресс".

Гидроемкость САОЗ. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 1160.32.00.000 ТО. ОКБ "Гидропресс", 1983 год.

Установка реакторная В-320. Расчет теплогидравлический. Охлаждение активной зоны при ремонте. 320.00.00.00.000 РР02.7. ОКБ "Гидропресс".

Отчет "Анализ и обоснование водно-химического режима САОЗ". ОКБ "Гидропресс", 1996 год.

Сборник заключений экспертов комиссии по атомной энергии АН (Комиссия академика Субботина В.И.) по проекту реактора БН-800 и реакторной установки ВВЭР-1000 (проект В-320, серийный вариант). ВНИИАЭС, Москва, 1993 год.

Насосы АЭС. Справочное пособие под общей редакцией П.Н.Пака. Москва, Энергоатомиздат, 1989 год.

В.А.Марцинковский, П.Н.Ворона. Насосы атомных электростанций. Москва, Энергоатомиздат, 1987 год.

В.М.Будов. Насосы АЭС. Москва. Энергоатомиздат. 1986 год.

Центробежные насосы двустороннего входа. Каталог ВНИИГИДРОМАШ. ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, Москва, 1982 год.

Поршневые насосы и электронасосные агрегаты общепромышленного применения. Каталог ВНИИГИДРОМАШ. ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, Москва, 1982 год.

Альбом "Технологическое оборудование ЯППУ". Часть 1 "Основное оборудование", Москва, 1985 г. Союзтехэнерго.

Альбом "Технологическое оборудование ЯППУ". Часть 2 "Оборудование вспомогательных систем", Москва, 1985 г. Союзтехэнерго.

Альбом специализированного оборудования с серийными блоками ВВЭР-1000, Москва, МХО "Интератомэнерго".

АЭС с ВВЭР-1000. Установка реакторная В-320. Типовая инструкция по эксплуатации. Часть 1. Техническое описание РУ. 320.00.НВ.ИЭ.

Информационная система по нарушениям в работе АС. Отчеты о нарушениях в работе АС.

Аварии и инциденты на атомных электростанциях. Под общей редакцией проф. Соловьева С.П. Обнинск. 1992 год.

О.Б.Самойлов, Г.Б.Усынин, А.М.Бахметьев. Безопасность ядерных энергетических установок. Москва, Энергоатомиздат, 1989 год.

В.Б.Дубровский и коллектив авторов.Строительство атомных электростанций. Москва. Энергоатомиздат. 1987 год.

Справочник по ядерной технологии. Под редакцией академика В.А.Легасова. Москва. Энергоатомиздат. 1989 год.

Инструкция по эксплуатации насосного подпиточного агрегата с маслосистемой 10Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы продувки-подпитки ТК 9Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы промконтура 14Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы маслоснабжения РО.

Инструкция по эксплуатации системы узла реагентов РО РЦ-1/23.

Инструкция по эксплуатации системы байпасной очистки теплоносителя 1 контура 4.13Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы расхолаживания бассейна выдержки 16Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы очистки оргпротечек и продувочной воды 1 контура 11Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации. Парогенератор и система продувки парогенераторов 18Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы боросодержащей воды и борного концентрата РЦ-1/12.

Инструкция по эксплуатации систем вентиляции гермозоны РО 2.5Э-УВТХ.

Инструкция по эксплуатации вентиляционного оборудования обстройки реакторного отделения 2.1Э-УВТХ.

Инструкция по эксплуатации системы спецгазоочистки 19Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации узла реагентов реакторного отделения 2.21Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации системы дожигания водорода TS10 20Э-РЦ.

Инструкция по эксплуатации компрессорной станции пневмоприводов.

Парогенератор с опорами. Пояснительная записка. 320.05.00.00.000 ПЗ. ОКБ "Гидропресс". 1979 год.

Техническое задание на разработку системы перегрузки топлива. 320-ТЗ-016. ОКБ "Гидропресс". 1979 год.

Требования к общестанционным и вспомогательным системам со стороны реакторной установки. 320.00.00.00.000Д43. ОКБ "Гидропресс".

Балаковская АЭС. Энергоблок N01. Техническое обеспечение безопасности сооружения и эксплуатации. Корректировка, 2 редакция. Книга 2-3.

Оборудование шахты реактора. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 320.01.00.00.000 ТО. ОКБ "Гидропресс".

Сборник заключений экспертов комиссии по атомной энергии АН (Комиссия академика Субботина В.И.) по проекту реактора БН-800 и реакторной установки ВВЭР-1000 (проект В-320, серийный вариант). ВНИИАЭС, Москва, 1993 год.

Насосы АЭС. Справочное пособие под общей редакцией П.Н.Пака. Москва, Энергоатомиздат, 1989 год.

В.А.Марцинковский, П.Н.Ворона. Насосы атомных электростанций. Москва, Энергоатомиздат, 1987 год.

В.М.Будов. Насосы АЭС. Москва. Энергоатомиздат. 1986 год.

Центробежные горизонтальные и вертикальные химические насосы с проточной частью из металла. Каталог ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, Москва, 1990 год.

Центробежные герметичные электронасосы. Каталог ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, Москва, 1985 год.

Поршневые насосы и электронасосные агрегаты общепромышленного применения. Каталог ВНИИГИДРОМАШ. ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, Москва, 1982 год.

Дозировочные насосы и агрегаты. Каталог ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, Москва, 1985 г.

Альбом "Технологическое оборудование ЯППУ". Часть 1 "Основное оборудование", Москва, 1985 г. Союзтехэнерго.

Альбом "Технологическое оборудование ЯППУ". Часть 2 "Оборудование вспомогательных систем", Москва, 1985 г. Союзтехэнерго.

Альбом специализированного оборудования с серийными блоками ВВЭР-1000, Москва, МХО "Интератомэнерго".

АЭС с ВВЭР-1000. Установка реакторная В-320. Типовая инструкция по эксплуатации. Часть 1. Техническое описание РУ. 320.00.НВ.ИЭ.

В.В.Малюшенко, А.К.Михайлов "Монтаж энергетических насосов ТЭС и АЭС". Москва, Энергоатомиздат, 1989 г.

Ф.Я.Овчинников, В.В.Семенов "Эксплуатационные режимы ВВЭР". Москва, Энергоатомиздат, 1988 г.

Н.Г.Рассохин "Парогенераторные установки атомных электростанций" Москва, Энергоатомиздат, 1987 г.

В.В.Зверков "Эксплуатация ядерного топлива на АЭС с ВВЭР". Москва, Энергоатомиздат, 1989 г.

Д.П.Коростелев, "Обработка радиоактивных вод и газов на АЭС", Москва, Энергоатомиздат, 1988 г.

О.И.Мартынова, А.С.Копылов, "Водно-химические режимы АЭС, системы их поддержания и контроля." Москва, Энергоатомиздат, 1983 г.

Т.Х.Маргулова "Атомные электрические станции", Москва, Высшая школа, 1984 г.

Ю.В.Чечеткин "Очистка радиоактивных газообразных выбросов АЭС", Москва, Энергоатомиздат, 1984 г.

В.В.Бадяев, Ю.А.Егоров "Охрана окружающей среды при эксплуатации АЭС", Москва, Энергоатомиздат, 1990 г.

В.М.Стасюк, И.Б.Слонимский "Вентиляционные системы АЭС", Москва, Энергоатомиздат, 1985 г.

В.Б.Дубровский и коллектив авторов. Строительство атомных электростанций. Москва. Энергоатомиздат. 1987 год.

Справочник по ядерной технологии. Под редакцией академика В.А.Легасова. Москва. Энергоатомиздат. 1989 год.

Информационная система по нарушениям в работе АС. Отчеты о нарушениях в работе АС.