

Проблемы повышения надежности парогенераторов БН-600

А.И. Бельтюков¹, П.П. Говоров², Ю.В. Носов², С.Е. Щеклеин¹, О.Л. Ташлыков¹

¹Уральский федеральный университет,

620062 Россия, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19

²Белоярская АЭС,

624250 Россия, Свердловская обл., г. Заречный, а/я 149

Реферат. Приведены особенности парогенераторов, обогреваемых натриевым теплоносителем, описание устройства парогенератора, а также его характеристики. Представлены информация о межконтурных течах в модулях парогенератора, перечень научно-исследовательских работ, проведенных для выяснения причин этих течей. Описаны решения, направленные на повышение надежности парогенератора (ПГ). Приведены основные работы, выполненные в рамках программы по исследованию металла для обоснования решения о продлении ресурса испарителей, и программы выполнения работ по изменению эксплуатационных переходных режимов ПГН-200М, обеспечивающих продление ресурса. Представлены результаты испытаний по определению предельной величины слоя отложений, при котором начинается интенсивный процесс коррозии металла. Проанализированы и систематизированы результаты экспериментальных исследований и испытаний, проведенных на оборудовании парогенераторных установок энергоблоков с быстрыми реакторами Белоярской АЭС. Обоснованы режимы работы ПГН-200М, обеспечивающие безопасность и устойчивость эксплуатации блока АЭС с реактором на быстрых нейтронах, в том числе при единичных отказах оборудования, на основании расчетных и экспериментальных исследований. Результаты учтены в инструкциях по эксплуатации реакторных установок БН-600 и БН-800.

Ключевые слова: быстрый натриевый реактор, натриевый теплоноситель, парогенератор, секционно-модульный парогенератор, испарительный модуль, пароперегревательный модуль, межконтурная течь, продление ресурса, отложения (примесей) на поверхности теплообменных труб, образование язв.

Для цитирования: Бельтюков А.И., Говоров П.П., Носов Ю.В., Щеклеин С.Е., Ташлыков О.Л. Проблемы повышения надежности парогенераторов БН-600. *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2025;3:74–90. DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2025.3.05>

Введение

Важная роль в развитии атомной энергетики России и долгосрочном обеспечении отрасли ядерным топливом отводится реакторам на быстрых нейтронах, базой развития которых является Белоярская АЭС (БАЭС). Реакторная установка БН-600 надежно эксплуатируется с 08.04.1980 г. В декабре 2015 г. включен в энергосистему Урала, а в 2016 г. сдан в промышленную эксплуатацию энергоблок № 4 с реактором БН-800 [1, 2].

Быстрый натриевый реактор БН-600, работающий в составе блока № 3 Белоярской АЭС, представляет собой уникальный энергоблок, единственный в мировой практике, успешно эксплуатируемый в течение 45-ти лет и получивший лицензию на повторное продление эксплуатации до 60-ти лет.

За пределами проектного срока службы энергоблок № 3 с реакторной установкой БН-600 эксплуатировался устойчиво в базовых режимах без значительных диспетчерских ограничений с соблюдением эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации. Результаты предварительного анализа состояния незаменимых элементов энергоблока № 3 подтвердили потенциальную техническую возможность эксплуатации установки до 60-ти лет. В 2025 г. был проведен финальный этап работ по продлению срока эксплуатации до 2040 г.

Специфика натриевого теплоносителя (бурная химическая реакция при контакте с водой и паром) потребовала поиска конструкторских решений при создании парогенераторов, исключающих контакты теплоносителя и рабочего тела. Эти разработки велись параллельно с созданием первых реакторов на быстрых нейтронах.

Обзор эволюции создания натриевых парогенераторов, значительного разнообразия конструкторских решений показывает, что единственным экономически оправданным решением является использование одностенной конструкции теплообменных труб при одновременном развитии надежных систем контроля межконтурных неплотностей, позволяющих оперативно исключить контакт теплоносителя и рабочего тела [3 – 5].

В России (СССР) накоплен большой опыт испытаний и эксплуатации парогенераторов с натриевым теплоносителем, результатом которого стал выбор для быстрых реакторов секционно-модульного парогенератора (ПГ). На находящихся в эксплуатации промышленных энергоблоках БН-600 и БН-800 используются парогенераторы этого типа.

Такой тип парогенератора по технико-экономическим показателям проигрывает корпусному типу за счет большей металлоемкости и большого количества арматуры. Однако секционно-модульный ПГ имеет лучшие показатели по коэффициенту готовности за счет возможности отключения аварийных секций (модулей) и продолжения эксплуатации энергоблока на мощности.

Уникальность конструкции ПГН-200М, сложность его гидравлической схемы натриевого и пароводяного контуров, насыщенность вспомогательными системами электрообогрева, контроля межконтурной плотности, а также другие особенности потребовали комплексных испытаний парогенераторов в процессе пусконаладочных работ, этапа освоения мощности реакторной установки БН-600.

Парогенератор ПГН-200М. Опыт эксплуатации

Парогенератор реакторной установки БН-600 ПГН-200М, обогреваемый натриевым теплоносителем – прямоточный, секционный, модульный [6, 7]. В состав одного парогенератора входят восемь секций, подсоединенных параллельно по рабочему телу и теплоносителю. Каждая секция включает в себя три модуля: испарительный (ИМ), основной (ОП) и промежуточный (ПП) пароперегреватели. В качестве конструкционного материала для испарителя выбрана сталь 10Х2М, а для пароперегревателя и промпароперегревателя – сталь типа Х18Н9 (рис. 1).

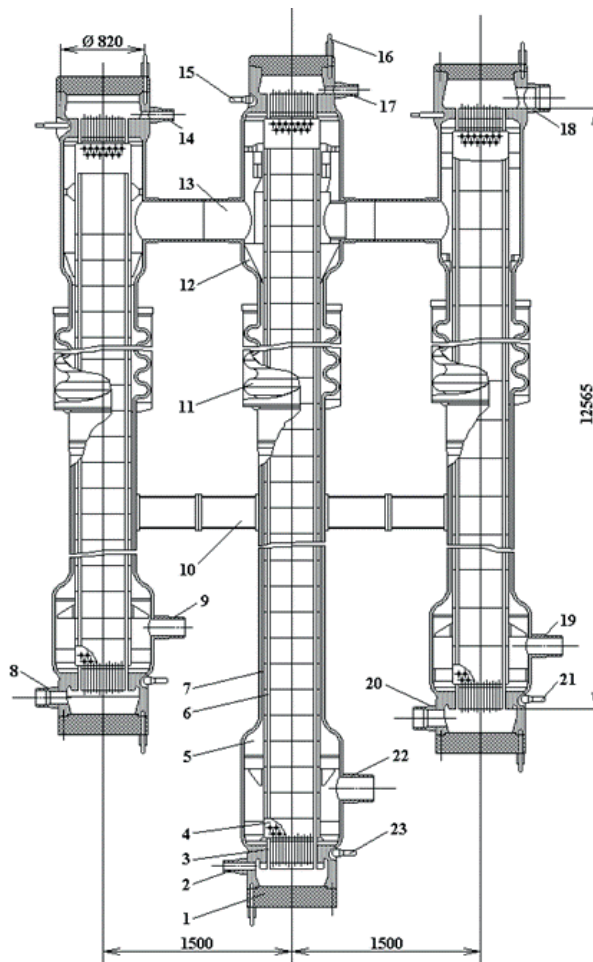


Рис. 1. Парогенератор ПГН-200М (секция): 1 – крышка камер рабочего тела (вода, пар); 2 – подвод питательной воды; 3 – трубная доска; 4 – тонкостенный кожух; 5, 12 – натриевая камера; 6 – теплообменные трубы; 7 – корпус модуля; 8 – выход перегретого пара; 9, 19 – входы натрия; 10 – опора промежуточная; 11 – компенсатор линзовый; 13 – патрубок переливной; 14 – вход слабоперегретого пара; 15 – сдвуха газа; 16 – шпилька; 17 – выход слабоперегретого пара; 18 – вход пара после ЦВД; 20 – выход пара промежуточного перегрева; 21, 23 – дренажный штуцер; 22 – выход натрия

Парогенератор вырабатывает перегретый пар (505°C; 14 МПа). Пределы изменения параметров и характеристик состояния систем парогенератора при нормальной эксплуатации блока отражены в технологическом регламенте. При эксплуатации энергоблока на энергетическом уровне мощности на всех парогенераторах должны работать восемь секций. Работа парогенератора допускается при отключении до трех секций на каждом (до двух на одной стороне). При эксплуатации ПГ с выведенными из работы отдельными секциями температура натрия на входе в ПГ не должна превышать 518°C; расход натрия через секцию – 120% $G_{ном}$; тепловая мощность секции – 126% $N_{ном}$; после ИМ перегрев пара должен быть не менее 30°C; давление пара в коллекторе острого пара находится в пределах 11,8–12,8 МПа.

При эксплуатации парогенератора в паровом режиме в сборном коллекторе ИМ давление пара должно быть не ниже 3,9 МПа, подача питательной воды в каждый ПГ – не ниже 5% от номинального. При работе с подключенными ОП температура пара после ИМ должна быть не менее, чем на 20°C выше температуры насыщения. Возможно кратковременное (менее 15 мин) снижение величины перегрева пара.

Температура питательной воды на входе в ИМ должна быть не менее 158°C. Возможно уменьшение температуры питательной воды до 145°C (не более 1 ч) при температуре закипания натрия второго контура петли не более 130°C.

С начала эксплуатации ПГН-200М (1980 г.) получен уникальный опыт работы парогенератора как в нормальных режимах эксплуатации, так и при различных нарушениях, включая режимы малой и большой течи рабочего тела в натрий, который подтвердил правильность основных принципов и решений, реализованных при проектировании парогенератора ПГН-200М. За период эксплуатации БН-600 с 1980 по 1985 гг. произошло 12 межконтурных течей в модулях парогенераторов (табл. 1), при этом только в трех случаях были потери выработки электроэнергии, которые составили менее 0,04% потерь коэффициента использования установленной мощности (КИУМ).

Причинами течей, происшедших в 1980–1981 гг. (шесть течей) в модулях ОП и ПП (наработка 950–1460 ч) [8], были трещины в трубных досках (рис. 2), растре-

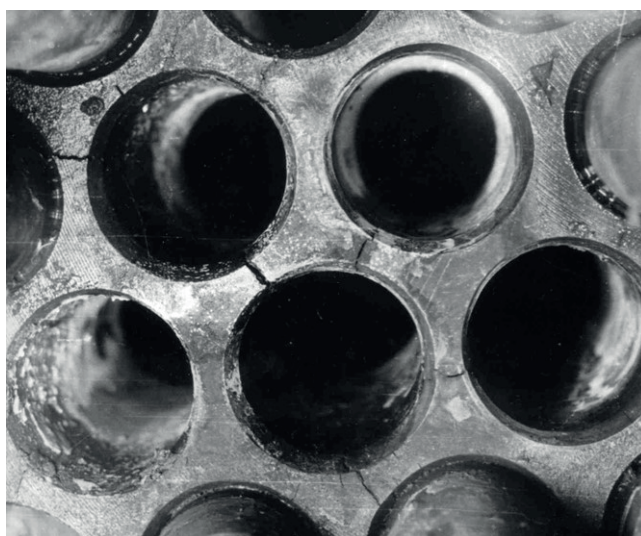


Рис. 2. Растрескивание трубной доски

Данные по обнаружению течей

№	Дата	Модуль	Время выхода на аварийную уставку, мин	Скорость течи, г/с	Количество воды, попавшей во второй контур, кг	Температура закипания, °С	Время очистки, сут
1	24.06.80	ПП	–	0,02 – 6	40	300	–
2	04.07.80	ОП	–	0,1 – 0,61	17,87	230	–
3	24.08.80	ПП	4 ИВА-1	0,09 – 1,5	7	207	–
4	08.09.80	ОП	5 ИВА-1	0,2 – 0,3	0,18	175	–
5	20.10.80	ОП	8 ИВА-1	0,01 – 0,23	0,78	135	–
6	09.06.81	ПП	5 ИВА-1 КАВ-7	2	40	335	7
7	19.01.82	ОП	2 ИВА-1	250	20,3	260	4
8	22.08.83	ОП	7 ИВА-1	0,03 – 7	2,77	175	1
9	06.11.84	ИМ	9 ИВА-1	0 – 3	1,8	210	2
10	10.11.84	ПП	– ИВА-1	0,02	0,75	152	1
11	24.02.85	ОП	5 ИВА-1	0,14	0,73	165	1
12	24.01.91	ПП	4,5 ИВА-1	4,6	8.3	215	5

скивание в сварном соединении труб с трубной доской, дефекты теплообменных труб и др., т.е. коренная причина течей заключалась в качестве материалов и технологии изготовления модулей.

Для выяснения причин течей был проведен комплекс научно-исследовательских работ, включающий в себя

- материаловедческие исследования металла верхней трубной доски (ВТД) и теплообменных трубок;
- экспериментальное исследование склонности стали XI8H9 к коррозионному растрескиванию под напряжением в натрии, загрязненном продуктами реакции его с водой;
- тензометрические исследования остаточных напряжений в узлах заделки труб в трубную доску, тензометрирование ВТД модулей ОП и ПП в стационарных, пусковых и переходных режимах;
- исследование влияния защитных вставок на температурные поля и напряжения в трубных досках при аварийных режимах.

Первоначальный ресурс пароперегревателей (ОП и ПП) составлял 200 тыс. ч, а испарителей – всего 50 тыс. ч. При таком ресурсе потребовалась бы замена испа-

рителей уже в 1988 – 1989 гг., поэтому начиная с 1983 г. были инициированы работы по увеличению ресурса испарителей [9].

Была разработана и реализована «Программа работ по исследованию металла для обоснования решения о продлении ресурса испарителей ПГН-200М», в которой были определены мероприятия по исследованию состояния испарителей:

- извлечение внутрикорпусных устройств;
- осмотр перископом на коррозию трубок, измерение кривизны трубок;
- вырезка теплообменных трубок (при срезке сварных швов производился послойный контроль через 0,5 – 1,0 мм глубины шва со снятием реплик при обнаружении дефектов в результате визуального осмотра и проведения капиллярной дефектоскопии);
- исследование образцов трубок на соответствие качества металла требованиям технических условий (ТУ) на поставку, коррозионного состояния металла трубок по всей длине, наличия структурных изменений в металле, обезуглероживания металла со стороны натрия;
- разрезка трубных досок на темплеты, исследование состояния металла швов приварки труб к трубным доскам, качества вальцованных соединений, состояния поверхности труб и отверстий в трубных досках в зоне заделки и теплового экрана, износа трубок и дистанционных решеток.

В целях освоения безопасных режимов эксплуатации ПГН была разработана и реализована «Программа выполнения работ по изменению эксплуатационных переходных режимов ПГН-200М, обеспечивающих продление ресурса», которая предусматривала

- определение областей возникающей гидродинамической неустойчивости ПГ в различных режимах работы блока;
- изменение режимов пуска и останова БН-600 с переводом ПГ соответственно на прямоточный и растопочный режим работы при находящихся в работе и включенных в сеть турбогенераторах;
- разработку и выпуск программы испытаний режимов планового останова БН-600 на скользящих оборотах главных циркуляционных насосов (ГЦН) первого и второго контуров;
- выполнение системы электрообогрева выходных трубопроводов испарителя по третьему контуру;
- проработку вопроса снижения перепада температур на нижней трубной доске (НТД) испарителей в процессе заполнения их по третьему контуру.

На основании результатов проведенных исследований были разработаны решения по повышению надежности парогенератора. В частности, для исключения образования трещин на кожухах и защемлений трубного пучка изменена конструкция трубного пучка, включены в производственный процесс контроль кривизны теплообменных труб и термовакуумные испытания модулей; повышены требования к качеству исходных материалов и полуфабрикатов и т.д.

Поэтапное повышение ресурса испарителей с 50 до 130 тыс. ч, а пароперегревателей с 200 до 235 тыс. ч позволило заменить испарители в 1992 – 1997 гг. Затем при первом продлении срока эксплуатации БН-600 до 45-ти лет были полностью заменены все ПГ и повторном продлении срока службы БН-600 до 60-ти лет – испарители.

Результаты и их обсуждение

Важнейшим фактором, определяющим ресурс испарителей, является состояние теплообменной поверхности под слоем отложений, а именно, наличие и размер язв.

Для выявления причин образований отложений и язв на поверхности теплообменных труб из нескольких ИМ были извлечены трубы, имеющие значительны отложения. Анализ результатов исследований показал, что зарождение язв происходит под слоем отложений на теплообменной поверхности и при определенной их толщине происходит пробитие пассивного защитного слоя [10]. Величина предельного значения поверхностных отложений, при котором под ними образуются питтинги и отдельные язвы, составляет $\sim 350 \text{ г/м}^2$.

Отложения на поверхности труб со стороны рабочего тела являются определяющим фактором в образовании язв на поверхности труб. Объем отложений прямопропорционален массовому расходу рабочего тела через испарительный модуль в промежуток времени между химпромывками и разности концентрации примесей в питательной воде на входе и паре на выходе модуля. Время между промывками определяется по достижении предельной величины отложений.

Результаты данных по загрязненности ИМ в зависимости от межпромывочного периода и наработки приведены на рис 3.

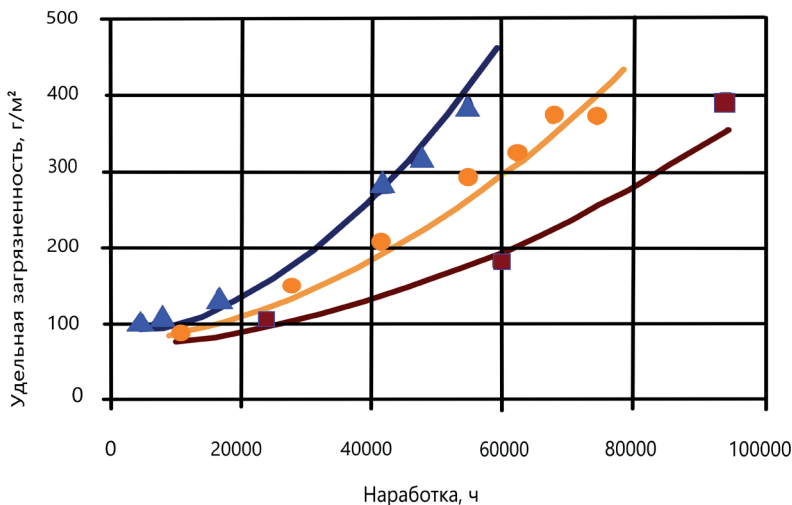


Рис. 3. Зависимость загрязненности внутренней поверхности ИМ от наработки и межпромывочного периода парогенератора: ■ – 11 тыс. часов; ● – 13–15 тыс. часов; ▲ – 21–23 тыс. часов

Как следует из рис. 3, можно установить оптимальные значения продолжительности между промывками парогенератора. В начальный период эксплуатации (до 40000–50000 ч) межпромывочный период не должен превышать 20000 ч, при наработке до 70000 ч – 15000 ч, а при наработках до 105000 ч – 10000–11000 ч.

На рисунке 3 представлены результаты обработки данных по средней величине загрязненности всех ИМ. Реально, как отмечается в [11], величина загрязненности по

высоте модуля распределена неравномерно. Характерные распределения отложений по высоте теплообменных труб приведены на рис. 4.

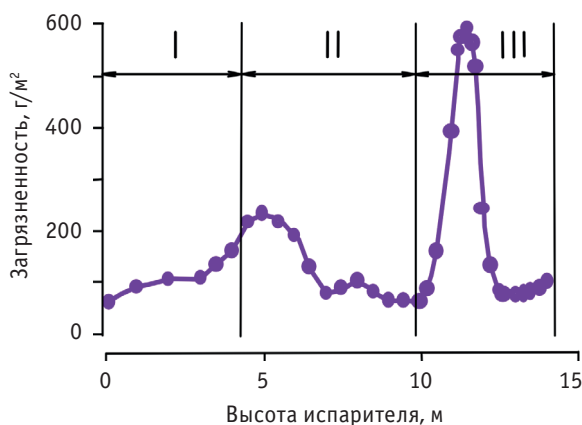


Рис. 4. Распределение отложений по высоте испарителя: I – экономайзерный участок; II – участок кипения; III – пароперегревательный участок

Из рисунка 4 следует, что наблюдаются два максимума по величине отложений. Первый находится на высоте 4 – 5 м от нижней трубной доски в начале зоны кипения (массовое паросодержание $\gg 0$); второй – 11 – 13 м в конце зоны ухудшенного теплообмена и начале зоны перегрева пара. Это достаточно хорошо согласуется с данными [3]. Максимальная загрязненность ИМ составила 588 г/м^2 при средней 139 г/м^2 .

Как следует из данных по зависимости максимальной загрязненности ИМ от наработки и межпромывочного периода ПГ (рис.5), предельные величины загрязненности на участках с максимальными отложениями достигаются в 2 – 2,5 раза раньше по сравнению со средними величинами отложений, т.е. здесь образование язв начнется раньше.

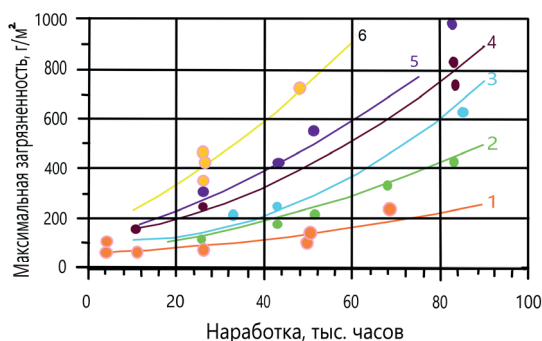


Рис. 5. Зависимость максимальной удельной загрязненности ИМ от наработки и межпромывочного периода: 1 – 4 тыс. часов; 2 – 7 тыс. часов; 3 – 11 тыс. часов; 4 – 13 тыс. часов; 5 – 15 тыс. часов; 6 – 20 тыс. часов; ● – данные эксперимента

Интенсивный процесс язвообразования, как установлено по результатам ревизии теплообменных труб ИМ, наблюдается в зоне доупаривания остаточной влаги, где располагается основная масса отложений (рис. 6).

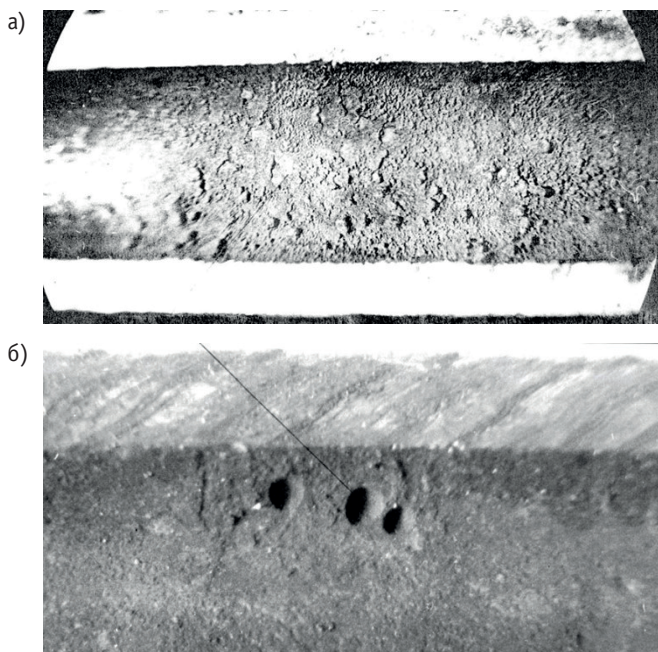


Рис. 6. Отложения (а) и язвы (б) на внутренней поверхности теплообменных труб

По результатам исследования теплообменных труб после наработки 33000, 47000, 51000, 67000 ч были определены механические свойства материала, глубины язв, средняя плотность язв на единицу площади теплообменной поверхности и т.д. Механические свойства металла труб ИМ при наработках ~ 67 тыс. ч оказались не хуже исходных [10].

По величине максимальной глубины язвы при наработках ~ 33 тыс. ч была определена скорость язвообразования, которая составила величину $\sim 1,6 \cdot 10^{-5}$ мм/ч. Однако дальнейшие исследования при более высоких наработках показали, что скорость коррозии уменьшилась до $1,3 \cdot 10^{-5}$ мм/ч. Это объясняется следующим. При наработке ~ 33000 ч из одного ИМ были извлечены теплообменные трубки, в которых обнаружены язвы максимальной глубиной $\sim 0,8$ мм. При наработке ~ 67 тыс. ч обнаружена язва глубиной ~ 1 мм, т.е. время наработки увеличено более чем вдвое, а прирост язвы составил ~ 30 % от исходной величины. Если рассмотреть весь период работы ИМ с наработкой ~ 33 тыс. ч, то можно отметить, что значительную часть времени ИМ был выведен из работы и простоял с заполненными инертной средой полостями по второму и третьему контурам. В реальных условиях эксплуатации всегда встречаются режимы, отличные от проектных. На отдельных модулях после закрытия запорной арматуры, полного дренирования секции и заполнения полостей инертной средой наблюдались режимы с пропуском запорной арматуры по третьему контуру, т.е. в этих модулях находилась влага, которая и обуславливала интенсивную коррозию

металла ИМ. Таким образом, «стояночные» режимы оказывают существенное влияние на образование язв на теплообменной поверхности. С увеличением времени работы ИМ в нормальном эксплуатационном режиме доля «стояночных» режимов в общем времени работы ПГ значительно снижается, что вызывает уменьшение скорости язвообразования.

Данные по глубинам язвенного поражения металла в зависимости от наработки в режиме генерации пара и времени стояночных режимов для каждого из трех ПГ приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты исследований глубин язв и наработки ИМ

Номер ПГ	Режим работы ПГ, час		Глубина язвы, мм
	генерация пара	стоянка	
4	13507	3519	0,15
	31386	3587	0,30
	56908	5821	0,50
	61436	6842	0,45
5	4420	8628	0,30
	31649	6716	0,30
	40702	13362	0,8
	60460	6046	0,53
	64573	8758	0,64
	64175	8537	1,05
6	30700	3966	0,30
	61065	7719	0,40
	60721	8019	0,62
	59479	9657	0,70

Анализ результатов исследования ТОТ, вырезанных из модуля испарителя 5ИА1 в 2010 г. (модуль проработал до замены 120000 ч) и из модуля испарителя 4ИА4 в 2011 г. (модуль заменен в 2008 г. и проработал до вырезки труб 20606 ч), показал следующее:

- практически половину ресурса модуль испарителя 5ИА1 эксплуатировался после замены в третьем контуре трубных систем ПНД на нержавеющие;
- результаты химического анализа бугорковых отложений в зоне перегрева ТОТ, вырезанных из модуля 5ИА1, свидетельствуют о том, что содержание окислов меди снизилось с 50 до 3%.
- наибольшая глубина язв при трех последних межпромысловых периодах модуля испарителя (21600 и 20864 ч) составила по данным исследований в ОКБ «ГИДРОПРЕСС» 0,45 мм, а по данным ЦНИИ КМ «Прометей» – 0,41 мм.

Наибольшая расчетная удельная загрязненность ТОТ модуля испарителя в зоне перегрева пара, которая может быть накоплена в течение межпромыслового периода 30000-35000 ч при достигнутом в настоящее время содержании в питательной воде

железа 2–4 мг/дм³ и меди менее 0,4 мг/дм³, составит 550–640 г/м², а при том же содержании железа и отсутствии в питательной воде меди – 500–580 г/м².

На основании исследований и проведенного анализа результатов химических промывок, выполненных в период 2000–2015 гг., установлен межпромывочный период работы модулей испарителей ПГН-200М – 30000–35000 ч.

Надежная и безопасная работа парогенератора в значительной мере зависит от температурных и гидродинамических режимов, их соответствия проектным условиям. В процессе эксплуатации прямоточных секционных парогенераторов с натриевым обогревом ПГН-200М в составе энергоблока с реактором БН-600 в испарительных модулях этого парогенератора в переходных режимах неоднократно имела место гидродинамическая неустойчивость [12].

Явление неустойчивости выражалось в виде низкочастотных колебаний расхода питательной воды, возникавших в переходных режимах эксплуатации, когда ИМ работали относительной энтальпией потока на выходе, превышающей единицу.

Наиболее подверженными к попаданию в область неустойчивости оказались испарители с большой наработкой. Опасность таких неустойчивых гидродинамических режимов заключается в возможности резкого ухудшения тепловых характеристик испарителей и усталостном разрушении металла. Дополнительно имеет место вероятность перехода гидродинамической неустойчивости в ИМ в общеконтурную, вследствие чего возможно образование колебаний выходной температуры натриевого теплоносителя, а затем – температурных возмущений в первом контуре.

Проблема обеспечения устойчивой работы испарителей при больших наработках в переходных режимах была весьма актуальной, так как на Белоярской АЭС проводились работы по продлению срока службы энергоблока БН-600 и, в частности, рассматривался вопрос об увеличении ресурса испарительных модулей свыше 105 тыс. ч (125–130 тыс. ч).

В процессе эксплуатации «реального» парогенератора ПГН-200М были получены данные, указывающие на наличие возмущающих причин, которые необходимо устранить или учитывать для обеспечения надежной эксплуатации парогенератора и исключения повреждений труб, приводящих к течи воды (пара) в натрий.

Анализ параметров испарителей при возникновении, развитии и прекращении неустойчивости позволил сделать вывод о том, что это пульсации типа «волн плотности» [13], которые обусловлены изменением плотности в направлении течения при неустойчивой обратной связи между расходом воды и изменением объемного паросодержания потока.

Колебания расхода воды обычно возникают в системе из четырех испарителей, соединенных по пароводяному тракту параллельно и составляющих половину парогенератора. Причем в испарителях другой половины этого же парогенератора неустойчивость может как присутствовать, так и отсутствовать. Колебания расхода в испарителях устанавливаются в зависимости от их теплогидравлической разверки с фазовым сдвигом относительно друг друга таким образом, что суммарный расход через половину парогенератора и перепад давления между входным и выходным коллекторами остаются постоянными (рис. 7).

В результате продолжения дестабилизации потока (уменьшении давления, росте тепловой нагрузки) происходит рост амплитуды колебаний, возможно развитие противофазных колебаний расходов питательной воды через обе половины ПГ.

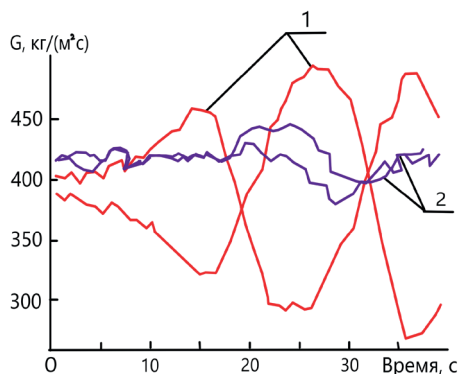


Рис. 7. Изменение расхода воды в испарителях одной половины парогенератора при возникновении гидродинамической неустойчивости. Нарботка модуля испарителя: 1 – 105 тыс. часов; 2 – 4,4 тыс. часов

На основании исследования границ области гидродинамической неустойчивости в ИМ в пусковых режимах блока построены карты устойчивости. В рассматриваемом диапазоне мощности существуют три области гидродинамической неустойчивости (рис. 8). В первой области возможно образование неустойчивости во всем диапазоне мощности. Между областями неустойчивости имеется область устойчивости I, в которой максимальное значение выходной относительной энтальпии потока для принятых параметров ИМ меньше граничного значения.

В результате экспериментальных исследований по устойчивости испарителей с наработкой 13 – 105 тыс. ч было установлено, что на границы области неустойчивости значительное влияние оказывает значение наработки испарителей [12]. Это влияние обусловлено отложениями на теплообменной поверхности со стороны пароводяного потока, появляющимися в процессе эксплуатации испарителей.

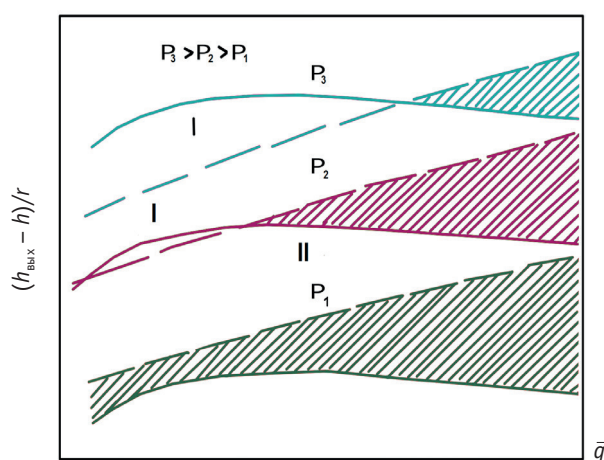


Рис. 8. Влияние давления и теплового потока на границу устойчивости испарителя: I, II – области устойчивой работы; заштрихованная часть – область неустойчивости; — — — граничное значение; — — — максимально достижимое значение

Оценка изменения области неустойчивости с увеличением наработки испарителей была выполнена по параметрам пускового режима на мощности энергоблока 60% номинальной. На данном уровне мощности достигаются максимальные температуры пара на выходе испарителей при температуре воды на входе $\sim 160^\circ\text{C}$ и расходе натрия 70% от номинального, а значит, существует наибольшая вероятность возникновения неустойчивости. Результаты расчетов приведены на рис. 8 в координатах – максимально допустимый перегрев пара на выходе испарителя – суммарная наработка испарителя для различных значений давления пара.

Одним из условий, которое должно учитываться при определении максимального ресурса испарителей, является возможность обеспечения их устойчивой работы во всем диапазоне изменения мощности на протяжении всего срока эксплуатации.

На основании полученных результатов можно определить возможность устойчивой работы испарителей с наработкой 130 – 140 тыс. ч в пусковых режимах. Полное доупаривание неравновесной влаги, содержащейся в перегретом паре (до ОП), происходит при минимально допустимой температуре пара после ИМ $t_s + 20^\circ\text{C}$. Обычный запас по перегреву пара с учетом тепловой и гидравлической разверок секций парогенераторов составляет $60 - 80^\circ\text{C}$ при минимальном давлении пара за испарителями 9 МПа. Согласно данным, приведенным на рис. 8, при таком перегреве пара и наработке 130 – 140 тыс. ч имеется возможность обеспечения устойчивой работы испарителей путем управления технологическими параметрами парогенератора.

Рекомендации, сформулированные на основании проведенных исследований, внесены в эксплуатационную документацию и заключаются в поддержании температуры пара после ИМ ниже значений, при которых возникает гидродинамическая неустойчивость.

Для прекращения колебаний расхода воды в случае возникновения гидродинамической неустойчивости в ИМ в переходных режимах необходимо увеличение давления пара после ИМ (в случае невозможности – снижение температуры пара путем увеличения расхода воды). Для облегчения работы оператора была разработана и внедрена в промышленную эксплуатацию программа диагностирования гидродинамической неустойчивости STABLE [10].

В основе программы лежит ковариационный анализ расходов питательной воды через испарительные модули. При превышении (по модулю) усредненного коэффициента ковариации значения уставки на мониторе оператора появляется сигнал о появлении гидродинамической неустойчивости в рассматриваемой паре модулей.

Проведенные исследования по изучению тепловых характеристик парогенераторов, локальных тепловых потоков, выноса неравновесной влаги из испарителей позволили определить и обосновать резервы повышения мощности секций и модулей.

Испытания показали, что при повышении мощности секции ПГ до 126% номинальной и соблюдении предусмотренных ограничений параметров условия работы модулей не ухудшились, а по ряду показателей (величина максимального теплового потока, уровень температур металла в ИМ) улучшились.

Повышение тепловой мощности секций до 126% (с учетом принятых ограничений) при выводе в ремонт отдельных секций ПГ обеспечивает более гибкое регулирование распределения мощности между петлями, повышает устойчивость несения электрической нагрузки блоком.

На основании этих исследований была изменена проектная технология ведения режима работы петли с неполным числом работающих секций ПГ, что позволило при отключении одной из восьми секций ПГ сохранить на исходном уровне мощность петли с семью секциями и мощность блока в целом. При отключении двух секций на одном ПГ работа реактора на номинальной мощности обеспечивается за счет сочетания режима работы ПГ с повышенной мощностью и перераспределением мощностей между теплообменными петлями.

Реализация этих предложений позволила повысить устойчивость режимов работы блока при аварийных ситуациях, обеспечить управление распределением мощности между петлями.

Заключение

За время эксплуатации БН-600 был выполнен большой объем работ по повышению надежности его парогенераторов в плане как совершенствования технологии их производства, так и режимов работы. Была решена основная проблема установок с быстрыми натриевыми реакторами – парогенератор «натрий-вода». Обоснованность данного заключения подтверждается надежной длительной эксплуатацией парогенератора ПГН-200М.

Секционно-модульная концепция ПГ показала, что она имеет на сегодня неоспоримые преимущества по сравнению с другими видами конструктивного исполнения ПГ. Многолетний опыт эксплуатации парогенераторов РУ БН-600 показал высокую надежность и гибкость эксплуатации энергоблока. На базе ПГН-200М РУ БН-600 разработана конструкция ПГ Н-272 РУ БН-800. Однако секционно-модульные парогенераторы имеют более высокую металлоемкость по сравнению с корпусными.

Положительный опыт эксплуатации ПГ РУ БН-600, основная часть модулей которых после проведения соответствующих мероприятий отработала без течей, дает основания принять к разработке для перспективных установок с натриевым теплоносителем большой мощности ПГ корпусного типа.

Литература

1. Tashlykov O., Shcheklein S., Nosov Y., Smyshlaeva O. Ecological foresight in the nuclear power of XXI century. *International journal of energy production and management*. 2016;1(2):133–140. URL: <https://iieta.org/journals/ijepm/paper/10.2495/EQ-V1-N2-133-140> (дата обращения 18.07.2025).
2. Tashlykov O.L., Seseikin A.N., Klimova V.A., Mahmoud K.A. Optimization of the route of the refueling machine to reduce the refueling time: Case study of the BN-800 reactor. *Nuclear Engineering and Design*. 2025;431:113725, 9 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2024.113725>
3. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1987, 384 с.
4. Троянов М.Ф. Развитие научно-технических основ энергетических быстрых реакторов. *Атомная энергия*. 1981;50(2):102–110. URL: https://elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t50-2_1981/p102/ (дата обращения 20.06.2025).
5. Поплавский В.М., Ашурко Ю.М., Баклушин Р.П., Камаев А.А., Денисов В.В., Трунов Н.Б., Ошканов Н.Н., Баканов М.В., Потапов О.А., Штында Ю.Е., Корольков А.С. Обзор парогенераторов, используемых в российских натриевых быстрых реакторах, и опыта их эксплуата-

ции. 2-е Координационное исследовательское совещание МАГАТЭ по Координированному исследовательскому проекту по теме «Анализ опыта эксплуатации оборудования и систем быстрых реакторов и уроки, извлеченные из этого опыта», Вена, Австрия, 20–23 мая 2008 г.

6. Ташлыков О.Л., Бельтюков А.И. Парогенераторы АЭС: учебник. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019, 304 с. ISBN 978-5-7996-2675-4.

7. Ташлыков О.Л. Технологии ремонта парогенерирующей установки: учебное пособие. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2009, 118 с.

8. Бельтюков А.И., Карпенко А.И., Полуяктов С.А., Ташлыков О.Л., Титов Г.П., Тучков А.М., Щеклеин С.Е. Атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем: учебное пособие. В 2 ч. Ч. 1. Екатеринбург: УрФУ, 2013, 548 с. ISBN 978-5-321-02324-2.

9. Денисов В.В., Лихошерст А.Н., Максименко Ю.В., Титов В.Ф. Расчетно-экспериментальное обоснование возможности продления ресурса эксплуатации модулей испарителей ПГН-200М. Безопасность эксплуатации Белоярской АЭС: Сборник научных трудов. Екатеринбург: УРО РАН, 1994, 223 с. ISBN 5-7691-0469-4.

10. Бельтюков А.И., Карпенко А.И., Полуяктов С.А., Ташлыков О.Л., Титов Г.П., Тучков А.М., Щеклеин С.Е. Атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем: учебное пособие. В 2 ч. Ч. 2. Екатеринбург: УрФУ, 2013, 548 с. ISBN 978-5-321-02323-5.

11. Исследования теплообменной трубы из испарителя 5ИБ2 установки БН-600 после наработки ресурса порядка 68000 часов: Отчет № 127-0-115. Подольск: ОКБ «Гидропресс», 1991.

12. Шейнкман А.Г., Бельтюков А.И., Говоров П.П. Гидродинамическая неустойчивость в испарителях парогенератора БН-600. *Теплофизика высоких температур*. 1998;36(3):496–505. URL: <https://www.mathnet.ru/links/caa527f442c1fd425123b6846ea201a2/tvt2433.pdf> (дата обращения 18.07.2025).

13. Делайе Дж., Гио М., Ритмюллер М. Теплообмен и гидродинамика двухфазных потоков в атомной энергетике. М.: Энергоатомиздат, 1984, 424 с.

Поступила в редакцию 10.07.2025

После доработки 11.08.2025

Принята к опубликованию 20.08.2025

Авторы

Бельтюков Александр Иванович, доцент кафедры «Атомные станции и ВИЭ», к.т.н.,
E-mail: beltukovai@gmail.com

Говоров Петр Петрович, заместитель главного инженера Белоярской АЭС, к.т.н.,
E-mail: post@belnpp.ru

Носов Юрий Валентинович, главный инженер Белоярской АЭС,
E-mail: nosov@belnpp.ru

Щеклеин Сергей Евгеньевич, зав. кафедрой «Атомные станции и ВИЭ», д.т.н.,
E-mail: s.e.shcheklein@urfu.ru

Ташлыков Олег Леонидович, профессор кафедры «Атомные станции и ВИЭ», д.т.н.,
E-mail: o.l.tashlykov@urfu.ru

UDC 621.039

Problems of Increasing the Reliability of BN-600 Steam Generators**Bel'tyukov A.I.¹, Govorov P.P.², Nosov Yu.V.², Shcheklein S.E.¹, Tashlykov O.L.¹**¹ Ural Federal University,

19 Mira St., 620062 Yekaterinburg, Russia

² Beloyarsk NPP,

Post office box 149, 624250 Zarechny, Sverdlovsk reg., Russia

Abstract

Presented are the features of steam generators heated by sodium coolant. The design of the steam generator PGN-200M and its main characteristics are described.

Information on intercircuit leaks in the steam generator modules and a list of research works carried out to determine the causes of these leaks are given. The solutions aimed at increasing the reliability of the steam generator are described. The main works performed within the framework of the program for metal research to substantiate the decision to extend the service life of evaporators are described. The programs for performing works on changing the PGN-200M operational transient modes are presented that ensure the extension of the service life. The article also presents the results of tests to determine the maximum value of the deposit layer at which an intensive process of metal corrosion begins.

The results of experimental studies and tests carried out on the equipment of steam generator units of fast sodium-cooled reactor power plants of the Beloyarsk NPP are analyzed and systematized. The results of the calculation and experimental substantiation of the operating modes of once-through steam generators are presented to ensure the safety of power units with fast reactors and to increase the stability of the power unit operation in case of individual equipment failures. All the results of the experimental studies were implemented in the regulations and operating instructions for NPPs with BN-600 and BN-800.

Keywords: fast sodium reactor, sodium coolant, steam generator, sectional modular steam generator, evaporation module, superheater module, intercircuit leak, service life extension, deposits (impurities) on the surface of heat exchange tubes, corrosion pitting.

For citation: Bel'tyukov A.I., Govorov P.P., Nosov Yu.V., Shcheklein S.E., Tashlykov O.L. Problems of Increasing the Reliability of BN-600 Steam Generators. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2025;3:74–90. DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2025.3.05> (in Russian).

References

1. Tashlykov O., Shcheklein S., Nosov Y., Smyshlaeva O. Ecological foresight in the nuclear power of XXI century. *International journal of energy production and management*. 2016;1(2):133–140. URL: <https://iieta.org/journals/ijepm/paper/10.2495/EQ-V1-N2-133-140> (accessed Jul. 18, 2025).
2. Tashlykov O.L., Sesekin A.N., Klimova V.A., Mahmoud K.A. Optimization of the route of the refueling machine to reduce the refueling time: Case study of the BN-800 reactor. *Nuclear Engineering and Design*. 2025;431:113725, 9 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2024.113725>
3. Rassokhin N.G. Steam generator installations of nuclear power plants. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1987, 384 p. (in Russian).
4. Troyanov M.F. Development of the scientific-technological bases of fast power reactors. *Atomic energy*. 1981;50(2):87–95. DOI: <https://doi.org/10.1007/BF01121162>

5. Poplavskiy V.M., AshurkoYu.M., Baklushin R.P., Kamaev A.A., Denisov V.V., Trunov N.B., Oshkanov N.N., Bakanov M.V., Potapov O.A., ShtyndaYu.E., Korolkov A.S. Review of steam generators used in Russian sodium-cooled fast reactors and their operating experience. 2nd IAEA Coordination Research Meeting for the Coordinated Research Project on 'Analysis of Operating Experience of Fast Reactor Equipment and Systems and Lessons Learned from This Experience', Vienna, Austria, 20–23 May 2008 (in Russian).
6. Tashlykov O.L. Bel'tyukov A.I. Steam generators of nuclear power plants: textbook. Yekaterinburg, Ural Federal University Publ., 2019, 304 p. ISBN 978-5-7996-2675-4 (in Russian).
7. Tashlykov O.L. Steam Generating Plant Repair Technologies: A Tutorial. Yekaterinburg. USTU-UPI Publ., 2009, 118 p. (in Russian).
8. Beltyukov A.I., Karpenko A.I., Poluyaktov S.A., Tashlykov O.L., Titov G.P., Tuchkov A.M., Shcheklein S.E. Nuclear Power Plants with Fast Neutron Reactors with Sodium Coolant: A Textbook. In 2 parts. Part 1. Yekaterinburg, UrFU Publ., 2013, 548 p. ISBN 978-5-321-02324-2 (in Russian).
9. Denisov V.V., Likhosherst A.N., MaksimenkoYu.V., Titov V.F. Calculation and experimental substantiation of the possibility of extending the service life of PGN-200M evaporator. Bezopasnost' ekspluatatsii Beloyarskoy AES. Collection of scientific papers. Yekaterinburg. URO RAN Publ., 1994. 223 p. ISBN 5-7691-0469-4 (in Russian).
10. Beltyukov A.I., Karpenko A.I., Poluyaktov S.A., Tashlykov O.L., Titov G.P., Tuchkov A.M., Shcheklein S.E. Nuclear Power Plants with Fast Neutron Reactors with Sodium Coolant: A Textbook. In 2 parts. Part 2. Yekaterinburg, UrFU Publ., 2013, 420 p. ISBN 978-5-321-02323-4 (in Russian).
11. Research of heat exchange tube from evaporator 5IB2 of BN-600 unit after resource operation of about 68000 hours: Report No. 127-0-115. Podolsk, OKB 'Gidropress' Publ., 1991.
12. Sheinkman A.G., Bel'tyukov A.I., Govorov P.P. Hydrodynamic instability in the evaporators of BN-600 steam generator. *High Temperature*. 1998;36(3):496–505. URL: <https://www.mathnet.ru/links/caa527f442c1fd425123b6846ea201a2/tvt2433.pdf> (accessed Jul. 18, 2025) (in Russian).
13. Delahaye J., Ghio M., Riethmüller M. Heat transfer and hydrodynamics of two-phase flows in nuclear power engineering. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984, 424 p.

Authors

Aleksandr I. Bel'tyukov, Associate Professor of the Nuclear Power Plants and Renewable Energy Sources Department, Cand. Sci. (Engineering),

E-mail: beltukovai@gmail.com

Petr P. Govorov, Deputy Chief Engineer of Beloyarsk NPP, Cand. Sci. (Engineering),

E-mail: post@belnpp.ru

Yuri V. Nosov, Chief Engineer of Beloyarsk NPP,

E-mail: nosov@belnpp.ru

Sergei E. Shcheklein, Head of the Nuclear Power Plants and Renewable Energy Sources Department, Dr. Sci. (Engineering),

E-mail: s.e.shcheklein@urfu.ru

Oleg L. Tashlykov, Professor of the Nuclear Power Plants and Renewable Energy Sources Department, Dr. Sci. (Engineering),

E-mail: o.l.tashlykov@urfu.ru