

Полный жизненный цикл уран-графитовых реакторов АМБ

И.И. Сидоров¹, Ю.В. Носов¹, С.А. Мокшин¹, С.Е. Щеклеин²

¹Белоярская АЭС,

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

²Уральский федеральный университет,

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

Реферат. Приводится описание технического проекта Белоярской АЭС, разработанного Ленинградским отделением института «Теплоэлектропроект» и утвержденного коллегией Министерства электростанций СССР решением от 15 июля 1957 г. Проект БАЭС отличался от создаваемых в эти годы станций оригинальной конструкцией уран-графитового канального реактора, имевшего два типа технологических каналов – для генерации насыщенного пара и для его последующего перегрева. Таких установок – с ядерным перегревом пара – не было ни тогда, ни позднее ни в одной стране мира. Наличие подобной установки позволило повысить КПД БАЭС почти на 10% по сравнению с создаваемыми в тот период английскими и американскими АЭС и вывело Россию на место лидера в освоении ядерно-энергетических технологий. Подробное описание физических и технологических особенностей проекта было доложено в Женеве на «Второй Международной конференции Организации объединенных наций по применению атомной энергии в мирных целях» в 1958 г. Приведены данные по объемам производства электроэнергии и техническим характеристикам энергоблоков за весь период работы. Показано, что в течение 60-ти лет эксплуатации загрязняющие значения Белоярской АЭС по общим и радиационным параметрам находятся на уровне сотых и тысячных долей процента от валового объема Свердловской области; себестоимость электроэнергии, произведенной энергоблоками АМБ-100 и АМБ-200 за весь период эксплуатации, была ниже себестоимости электроэнергии на станциях Урала с органическим топливом такой же мощности.

Ключевые слова: канальный реактор, ядерный перегрев пара, КПД, конкурентоспособность, эффективность.

Для цитирования: Сидоров И.И., Носов Ю.В., Мокшин С.А., Щеклеин С.Е. Полный жизненный цикл уран-графитовых реакторов АМБ. *Известия вузов. Ядерная энергетика.* 2025;3:98–111. DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2025.3.07>

Введение

1950-е гг. считаются периодом триумфа советской экономики. Темп экономического роста в это время был одним из лучших за всю историю СССР. Активно развивалась

и промышленность, и инженерная мысль, в производство внедрялась новая техника, строились и пускались в эксплуатацию тепловые и гидроэлектростанции. В 1954 г. в Обнинске в рекордные сроки была введена в эксплуатацию Первая в мире АЭС. На Урале темпы развития энергетического сектора были невысоки: собственные гидро- и ресурсный потенциалы не позволяли строить здесь электростанции значительной установленной мощности. Дефицит долгое время закрывался за счет переброски энергии из других регионов, в основном, Поволжья. Для решения этой проблемы в феврале – марте 1954 г. по Приказу Министерства энергетики СССР №19а от 16 января 1954 г. начались работы по выбору на Урале места под будущую государственную районную электростанцию. Выбор пал на территорию Белоярского района Свердловской области в 45 км к востоку от г. Екатеринбурга на левом берегу р. Пышма. В 1958 г. в области начались работы по сооружению первой в России промышленной атомной электростанции – Белоярской АЭС.

Одновременно с началом строительных работ на площадке АЭС в Уральском политехническом институте была начата работа по подготовке специалистов для атомной энергетики. В 1961 г. была создана специализированная кафедра «Атомная энергетика».

Технический проект Белоярской АЭС

К реализации был принят предложенный НИКИЭТ (в настоящее время АО «Орден Ленина Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники имени Н.А. Доллежалея») и ФЭИ (в настоящее время АО «ГНЦ РФ – ФЭИ») аналог реактора АМ первой АЭС, работающего на слабообогащенном уране с некипящим водным теплоносителем, большого уровня мощности – АМБ. Однако уже в середине 1955 г. НИКИЭТ предложил перейти к теплосъему кипящей водой и перегретым паром. Технический проект Белоярской АЭС был разработан на основании проектного задания, выполненного Ленинградским отделением института «Теплоэлектропроект» и утвержден коллегией Министерства электростанций СССР решением от 15 июля 1957 г. В соответствии с проектом планировалось сооружение на площадке БАЭС двух энергоблоков с реакторами типа АМБ.

Проект БАЭС отличался от создаваемых в эти годы станций оригинальной конструкцией уран-графитового канального реактора, имевшего два типа технологических каналов – для генерации насыщенного пара и для его последующего перегрева. Таких установок – с ядерным перегревом пара – не было ни тогда, ни позднее ни в одной стране мира. Наличие подобной установки позволило повысить КПД БАЭС почти на 10% по сравнению с создаваемыми в тот период английскими и американскими АЭС и вывело Россию на место лидера в освоении ядерно-энергетических технологий. Подробное описание физических и технологических особенностей проекта было доложено в Женеве на «Второй Международной конференции Организации объединенных наций по применению атомной энергии в мирных целях» в 1958 г. [1, 2].

Главными задачами проекта являлись

- оценка возможности устойчивого и долговременного производства электрической энергии при помощи ядерного энергоисточника, способного работать под управлением диспетчерских служб энергосистемы;

- обеспечение дополнительной энергией крупного промышленного региона страны – Свердловской области;
- отработка технологии получения пара высоких параметров, высокого КПД установки и возможность использования стандартного энергетического оборудования;
- оценка радиационной обстановки и возможности эксплуатации паровой турбины перегретого пара при одноконтурной схеме циркуляции теплоносителя – острого пара;
- исследование новых материалов и топливных композиций для новых перспективных АЭС большой мощности.

Многогранность и новизна решаемых задач потребовала присвоения БАЭС статуса опытно-промышленной станции.

По условиям решаемых задач энергоблока № 1 и № 2 БАЭС имели различную мощность (100 и 200 МВт) и различные технологические схемы (рис. 1) [3].

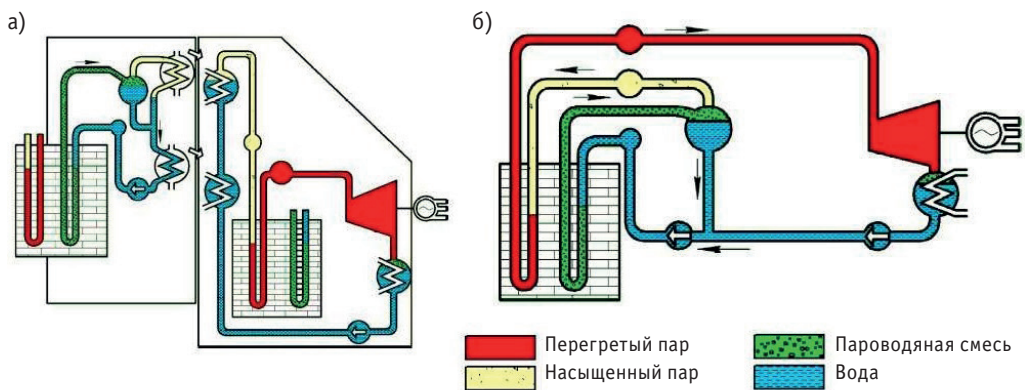


Рис. 1. Принципиальные схемы первого блока (АМБ-100) (а) и второго блока (АМБ-200) (б) [4]

Примеров ядерного перегрева в промышленном масштабе, при котором теплоноситель прямо из реактора поступает в турбину, что создавало возможность появления радиоактивности в машинном зале, еще не было в мировой практике. В связи с этим в 1957 г. было принято решение о пошаговой реализации схем с перегревом пара, и тепловые схемы первого и второго блоков стали различными. Энергоблок АМБ-100 имел двухконтурную схему с парогенератором, разделяющим первый и второй контуры, а энергоблок АМБ-200 имел одноконтурную схему циркуляции теплоносителя с прямой подачей пара на турбоагрегат. Опыт эксплуатации реакторов АМ и АМБ-100 показал, что из ядерного топлива в теплоноситель не могут выходить продукты деления даже при условии несовершенства конструкции каналов. «Мокрые» аварии приводят лишь к загрязнению хорошо защищенной графитовой кладки реактора. Уже в проекте второго блока с реактором АМБ-200 было принято решение об отказе от второго контура как избыточного с точки зрения обеспечения радиационной безопасности при обслуживании турбин. Одноконтурная схема дала возможность увеличить проектную мощность второго реактора вдвое по сравнению с первым – до 200 МВт(эл.) [3, 4].

Этапы полного жизненного цикла энергоблоков № 1 и № 2 БАЭС приведены на рис. 2. Анализ этапов жизненного цикла энергоблоков с реакторами АМБ-100 и АМБ-200 показал возможность проектирования и строительства (включая изготовление

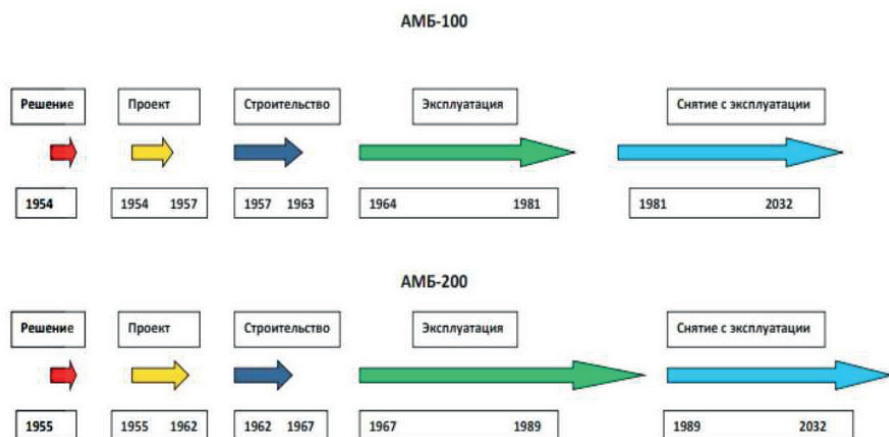


Рис. 2. Этапы жизненного цикла энергоблоков с реакторами АМБ-100 и АМБ-200

и монтаж оборудования) в чрезвычайно короткие сроки – от трех лет и пяти – шести лет (АМБ-100 и АМБ-200) соответственно. Данный факт послужил доказательством того, что наука нашей страны, проектные и промышленные предприятия уже к середине 1950-х гг. были готовы к реализации масштабных задач создания атомно-энергетической отрасли в стране.

Сооружение энергоблоков

В сентябре 1955 г. началось строительство гидроузла Белоярской атомной электростанции, а осенью 1957 г. началась расчистка площадки под сооружение энергоблока. Основные земляные работы на площадке АЭС были закончены в 1958 г.

26 февраля 1959 г. была проведена разметка осей реакторов № 1 и № 2 и началось сооружение подреакторных помещений с последующим размещением нижних стояков для присоединения приводов СУЗ в бетонной (опорной) плите реактора толщиной 3,0 м. Изготовление и монтаж большинства металлоконструкций блока № 1 по месту произведено Белоярским участком «Центрэнергоагрегат» (ЦЭМ), «Уралэнергостроймеханизация» (УЭСМ) и стройуправлением (СУ).

Водопаропроводы $\varnothing 22 \times 3$ соединяли испарительные каналы (ИК) с водяными коллекторами и водяной частью сепараторов пара, пароперегревательные каналы (ППК) с коллекторами паровой части испарителей и с коллекторами перегретого пара, подающими перегретый пар (525°C , 90 ата) на турбину.

Монтаж шахты и систем управления и защит реактора (СУЗ) нижнего расположения на реакторе проводился с одновременной загрузкой органов управления СУЗ – стержней ручного регулирования (РР), автоматического регулирования (АР) и аварийной защиты (АЗ). Загрузка стержней АР, РР, АЗ осуществлялась сверху.

Обращают на себя внимание крайне сжатые сроки проектирования и сооружения энергоблоков – в среднем менее шести лет, что связано в значительной мере с использованием в проекте референтного паротурбинного и электротехнического оборудования, освоенного в тепловой энергетике, и наличие в стране производственных мощностей и опытных специалистов по монтажу и наладке данного оборудования.

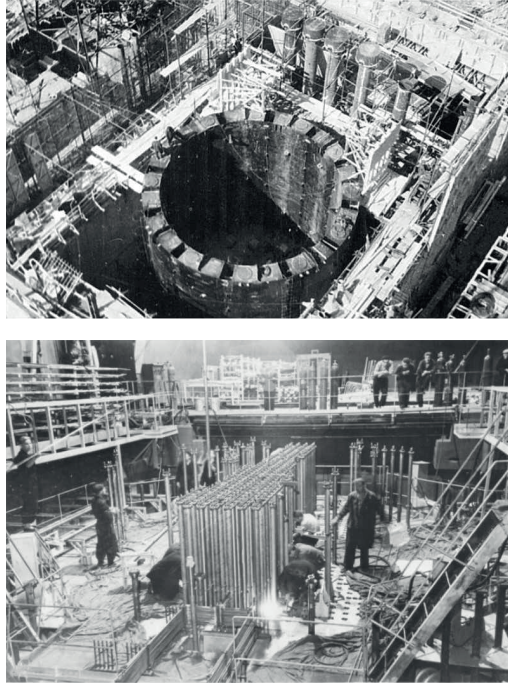


Рис. 3. Этапы монтажа реактора АМБ-100

Эксплуатация энергоблоков с реакторами АМБ

Освоение мощности принципиально нового типа установок потребовало значительных усилий и времени, соизмеримых с периодом строительства. Проблемы главного конструктора (НИКИЭТ) были связаны с разработкой нового оборудования – технологических каналов, системы СУЗ, насосов, парогенераторов, арматуры, системы контроля технологических каналов, системы аварийного расхолаживания. Основные проблемы научного руководителя (ФЭИ) были связаны с разработками твэлов испарительных и особенно пароперегревательных каналов, пускового режима, гарантирующего безопасность температурного режима, в первую очередь, твэлов пароперегревательных каналов, поскольку в начале повышения мощности реактора пара для их охлаждения еще нет. Кроме того необходимо было обосновать гидродинамическую стабильность потока теплоносителя и надежность теплоотвода с обеспечением допустимого температурного режима твэлов на всех уровнях мощности до 100%. Необходимо было также проверить возможность опасного накопления гремучей смеси из-за радиолитического распада воды первого контура. Для решения многих из перечисленных проблем на Обнинской АЭС были сооружены две петлевые установки, имитирующие тепловые схемы первого и второго блоков Белоярской АЭС [5].

Одновременно на Белоярской АЭС велись активные научно-технические работы по контролю состояния, разработке эксплуатационных и водно-химических режимов, предотвращению и локализации многочисленных повреждений оборудования, связанных как с недостаточной изученностью ряда процессов, так и с ошибками проектантов, производителей оборудования и персонала АЭС [6].

Недостатком рабочих каналов является большое содержание в активной зоне стали, сильно поглощающей тепловые нейтроны, что в конечном итоге влияет на топливную составляющую в себестоимости электроэнергии. Увеличение себестоимости за счет применения в качестве конструкционного материала в каналах нержавеющей стали частично компенсируется ростом КПД установки за счет генерации пара высоких параметров и за счет уменьшения капиталовложений при использовании типового турбинного оборудования [6, 7].

Из графиков на рис. 4 видно, что периоды освоения мощности и заключительный период работы блока характеризуются значительным снижением выработки энергии. Данное снижение объясняется большим количеством инцидентов и аварий, характерных для периода освоения блока, ошибками проекта и недостаточным опытом и ошибками персонала АЭС, а на последнем этапе накоплением повреждений.

Заключительный период эксплуатации характеризовался накоплением повреждений, в том числе графитовой кладки, что приводило к заклиниванию ТВС при извлечении, а также разгерметизацией оболочек твэлов и трубок технологических каналов.

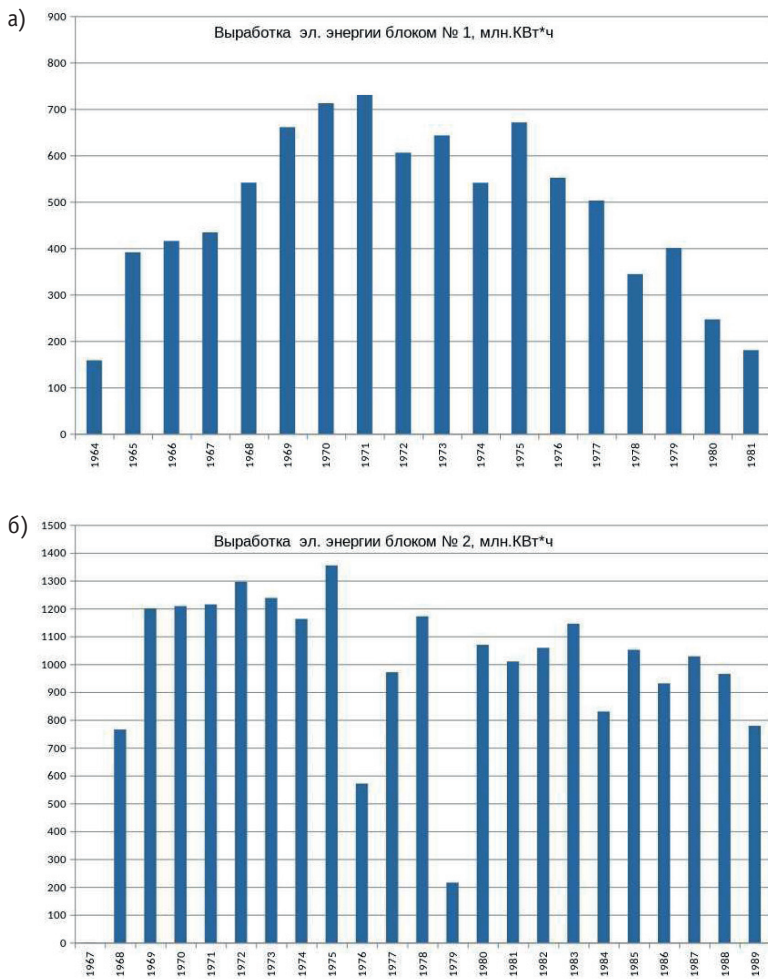


Рис. 4. Сводные графики энерговыработки энергоблоков: а) – блок АМБ-100, б) – блок АМБ-200

Таблица 1

Основные параметры блоков № 1 и № 2

Основные параметры	Первый блок	Второй блок
Тепловая мощность реактора, МВт	285 – 290	490 – 515
Электрическая мощность, МВт	100 – 105	180 – 190
Температура пара за реактором, °С	515 – 518	515 – 520
Давление пара за реактором, кгс/см ²	88–90	75 – 78
Расход воды через ИК, т/ч	2400	3400
Давление в сепараторах, кгс/ см ²	120 – 125	115 – 118

Общее число аварийных ТВС обоих реакторах составило 935 каналов. Основная причина – коррозия под напряжением. Однако благодаря применению твэлов с односторонним охлаждением, что является принципиальной особенностью каналов БАЭС, исключается попадание осколочной активности в контур теплоносителя при любых повреждениях твэлов. Для энергоблока с реактором АМБ-200 особую роль в снижении выработки энергии имел инцидент 1979 г., связанный с обрушением кровли турбинного отделения и возникшем затем пожаре на турбоагрегате и кабельных линиях электропередачи. Подробный перечень и анализ инцидентов и аварий на реакторах АМБ и их устранения приведен в работах [6 – 8].

В то же время в период основной работы АЭС с реакторами АМБ достигали значений КИУМ 80 – 90%.

Следует отметить, что за время работы энергоблоки АМБ выполнили все поставленные при их создании задачи; также на них прошли опытную эксплуатацию свыше 40 типов тепловыделяющих сборок с различными топливными композициями двух типов: испарительных и пароперегревательных.

Безопасная эксплуатация энергоблоков АМБ-100 и АМБ-200 оказалась возможной во многом благодаря привлечению к наладке, пуску и эксплуатации специалистов ФЭИ (в настоящее время АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»), НИКИЭТ (в настоящее время АО «Ордена Ленина Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники имени Н.А. Доллежаля»), а также заблаговременной (в 1961 г.) организации в Уральском политехническом институте им. С.М. Кирова (в настоящее время «Уральский федеральный университет им. Б.Н. Ельцина») подготовки кадров по специальности «Атомные электростанции и установки».

Полученные результаты легли в основу проектов реакторов ЭГП-6, РБМК-1000 и РБМК-П.

Этапы снятия с эксплуатации

После окончательного останова реакторов АМБ-100 и АМБ-200, сбора и анализа данных по состоянию оборудования и радиационной обстановке АЭС топливо из реакторов было полностью выгружено в приреакторные бассейны выдержки, контуры освобождены от теплоносителя. В работе оставались системы хранения отработавшего ядерного топлива, жизнеобеспечения главного корпуса первой очереди (радиацион-

ный контроль, электроснабжение, контроль параметров работающего оборудования, вентиляция, отопление и водоснабжение), теплофикационная установка.

Решением ГК «Росатом» № 1-2.5/6819 от 04.08.2010 г. заключительной стадией обращения с ОЯТ АМБ Белоярской АЭС определена его радиохимическая переработка на заводе РТ-1 ПО «Маяк».

При анализе вариантов снятия энергоблоков АМБ БАЭС с эксплуатации (табл. 2) был изучены варианты стратегий и имеющийся мировой опыт решения подобных задач [9 – 11]. Принята стратегия отсроченного демонтажа. В этом случае с территории АЭС убираются ОЯТ, теплоноситель, графит кладки, дезактивируются и локализируются радиоактивные отходы, а после консервации в течение нескольких десятилетий (в Германии этот срок – 30 лет, в Великобритании – от 50 до 100 лет) производится демонтаж и окончательная очистка территории станции. До момента решения задач удаления ОЯТ и ядерно-опасных материалов энергоблоки считаются находящимися в эксплуатации и имеют лицензию на право эксплуатации без выработки энергии.

Таблица 2

Даты ввода и вывода из эксплуатации реакторов АМБ

Тип энергоблока	Дата ввода в эксплуатацию	Дата вывода из эксплуатации	Выработано энергии за период эксплуатации, млрд кВт·ч
АМБ-100	26.04.64	Остановлен 10.12.81 г.	8,16
АМБ-200	31.12.67	Остановлен 31.12.90 г.	22,24

Действующие в настоящее время Программы вывода из эксплуатации блоков № 1 и № 2 Белоярской АЭС приняты к выполнению в 2003 г. Отдельные направления работ – по хранению и подготовке к вывозу отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), обращению с радиоактивными отходами (РАО), повышению безопасности мест локализации просыпей топлива – детализированы в следующих долгосрочных подпрограммах [8, 9]:

- «Программа по обеспечению безопасного хранения и подготовки к вывозу отработавшего ядерного топлива реакторов АМБ Белоярской АЭС»;
- «Программа удаления просыпей облученного ядерного топлива из кладки, систем и элементов оборудования блоков №№ 1, 2 Белоярской АЭС»;
- «Рабочая программа по обращению с РАО на АЭС концерна «Росэнергоатом» на период с 2003 по 2008 годы».

Разработка и реализация мероприятий по программам конкретизируются в ежегодных планах тематических мероприятий по подготовке и выводу из эксплуатации блоков 1, 2. К настоящему времени значительная часть перечисленных мероприятий уже выполнена [10, 11, 12].

Основной проблемой современного этапа является необходимость разработки технологии безопасной и эффективной переработки графитового замедлителя, содержащего просыпи ядерного топлива. Решение этой задачи несколько упрощается в результате выполненного Белоярской АЭС с привлечением АО «Институт реакторных материалов» и НИКИЭТ анализа локализации зон повреждения топливных сборок в объеме графитовой кладки реактора (рис. 5), что позволяет реализовать селективную схему переработки графита [10].

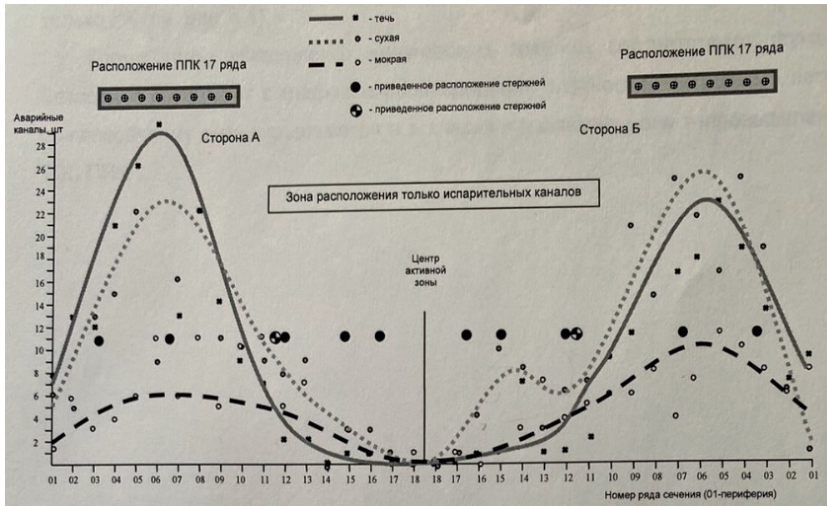


Рис. 5. Локализации зон повреждения топливных сборок в объеме графитовой кладки АМБ-100 за период 1964–1981 гг.

Очевидно, что пиковые значения приходятся на 01 + 11 кольца сечения активной зоны реактора, соответствующие зоне расположения ППК, являющихся наиболее высокотемпературными элементами конструкции реакторной установки.

Экономика жизненного цикла АМБ

Как следует из табл. 3, за счет накопления опыта эксплуатации и отработки ремонтных операций с каждым годом коэффициенты использования календарного времени и установленной мощности существенно увеличиваются. В течение года их значения достигают 80–90%, однако за счет остановов общее значение за год снижается до 70–75%.

Себестоимость производимой блоками электроэнергии – 1,1 коп./кВтч – была ниже себестоимости электроэнергии на станциях Урала с органическим топливом такой же мощности (в ценах 1973 г.). К тому же Белоярская станция стала первой из АЭС, которая обеспечивала и теплоснабжение прилегающего жилого поселка.

Высокие параметры пара позволяют достигать высоких значений КПД с использованием серийного турбинного оборудования, а при достаточно высокой единичной мощности энергоблоков себестоимость вырабатываемой электроэнергии может быть существенно ниже, чем на энергоблоках тепловых электростанций.

Экономические затраты на этапе снятия с эксплуатации по оценкам Концерна «Росэнергоатом» составляют 1,3% от стоимости товарной продукции.

Экологическая безопасность

За 60 лет деятельности БАЭС удалось избежать недопустимых последствий даже в экстремальных условиях, таких как пожар, аварийное охлаждение реактора, застревание каналов в графитовой кладке реактора и пр. Строго соблюдаются на станции

Технико-экономические показатели энергоблоков

Наименование показателей	Блок	Годы					
		1967	1968	1969	1970	1971	
Коэффициент использования установленной мощности	Блок I	<u>0,495</u>	<u>0,616</u>	<u>0,754</u>	<u>0,813</u>	<u>0,833</u>	
	Блок II	–	0,436	0,685	0,690	0,698	
Календарного времени	Блок I	<u>0,65</u>	<u>0,695</u>	<u>0,793</u>	<u>0,837</u>	<u>0,830</u>	
	Блок II	–	0,797	0,888	0,825	0,841	
Температура перегретого пара за реактором, °С	Блок I	<u>439</u>	<u>486</u>	<u>497</u>	<u>510,7</u>	<u>505,2</u>	
	Блок II	–	475	502	511,2	500,9	
Давление пара за реактором, кгс/см ²	Блок I	<u>75,6</u>	<u>80,9</u>	<u>83,8</u>	<u>88,4</u>	<u>87,5</u>	
	Блок II	–	64,7	68,8	75,8	69,6	
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Блоки I и II	435,1	1306	1860	1920,7	1944,8	
Отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	Блоки I и II	380,8	1179	1711	1778,8	1802,2	
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	Блок I	<u>11,51</u>	<u>10,84</u>	<u>9,46</u>	<u>8,06</u>	<u>7,56</u>	
	Блок II	–	8,12	6,87	6,98	7,19	
Коэффициент полезного действия блока	Брутто	Блок I	<u>32,89</u>	<u>34,20</u>	<u>35,95</u>	<u>36,27</u>	<u>36,15</u>
		Блок II	–	34,43	35,58	37,36	37,18
	Нетто	Блок I	<u>29,10</u>	<u>30,49</u>	<u>32,00</u>	<u>32,63</u>	<u>32,67</u>
		Блок II	–	31,64	32,94	34,24	34,15
Себестоимость электроэнергии, в том числе по блоку II	Блоки I и II	<u>3,11</u>	<u>2,02</u>	<u>1,69</u>	<u>1,160</u>	<u>1,172</u>	
		–	–	1,178	0,926	0,928	

все виды безопасности – техническая, ядерная, радиационная. Проводится постоянный экологический мониторинг БАЭС и 30-километровой зоны вокруг нее – так называемых санитарно-защитной зоны и зоны наблюдения. На станции предусмотрен производственный экологический контроль, который включает в себя исследование радиационной обстановки с помощью новейшей автоматизированной системой АСКРО БАЭС; нерадиационный контроль, позволяющий следить за чистотой атмосферного воздуха, подземных и поверхностных водных объектов (Белоярского водохранилища, Ольховского болота, Каменского и Гагарского месторождений), а также мониторинг недр почвы зоны наблюдения БАЭС. Ежегодно публикуются отчеты по экологической безопасности Белоярской станции, перманентно идет тщательный мониторинг отходов ее производства и потребления.

С 2014 г. Белоярская АЭС не имеет на своем балансе мест захоронения радиоактивных отходов и передает их в соответствующие лицензированные организации для их утилизации.

На основании этих данных можно сделать вывод о том, что загрязняющие значения Белоярской АЭС находятся на уровне сотых и тысячных долей процента от валового объема Свердловской области [13].

Заключение

Первые энергетические блоки Белоярской АЭС в полной мере выполнили миссию демонстрации возможностей атомной энергии для устойчивого крупномасштабного энергетического производства при совместной работе с другими типами электростанций в составе Уральской энергетической системы.

Энергоблоки АМБ первыми в мире продемонстрировали успешное использование ядерных реакторов для получения пара высоких параметров и использования типового паротурбинного оборудования на АЭС.

Выполненные на реакторах АМБ исследования физических и теплофизических процессов и конструкционных материалов для новых типов АЭС позволили реализовать программу ускоренного развития всей атомной энергетики страны.

Самоотверженность работников и сформировавшиеся за годы работы традиции по освоению новых технологий позволили вырастить большую когорту руководителей и ученых и создать научно-инженерную школу Белоярской АЭС, способную решать сложнейшие задачи дальнейшего развития атомной отрасли.

Литература

1. Доллежалъ Н.А., Красин А.К., Алещенков П.И. и др. Уран-графитовый реактор с перегревом пара высокого давления. II Международная конф. Организации объединенных наций по применению атомной энергии в мирных целях. Женева.1958, 45 с.

2. Доллежалъ Н.А. и др. Опыт эксплуатации Белоярской АЭС. *Атомная энергия*. 1969;27(5):379–385. URL: https://elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t27-5_1969/p379/ (дата обращения 14.06.2025).

3. Доллежалъ Н.А., Алещенков П.Н., Буланков Ю.В., Князева Р.Д. Конструкция уран-графитовых канальных реакторов с трубчатыми твэлами и ядерным перегревом пара. *Атомная энергия*. 1971;30(2):149–155. URL: https://elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t30-2_1971/p149/ (дата обращения 14.06.2025).

4. Петров А.А., Роменков А.А., Ярмоленко О.А. Использование опыта Белоярской АЭС в области ядерного перегрева при создании ядерных реакторов нового поколения с повышенными и сверхкритическими параметрами теплоносителя. *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2009;2:21–29. URL: <https://static.nuclear-power-engineering.ru/journals/2009/02.pdf> (дата обращения 14.06.2025).

5. Кочетков Л.А. История создания и опыт эксплуатации первых двух блоков Белоярской АЭС. *Атомная энергия*;2016:121(1):16–19. URL: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/417/409> (дата обращения 14.06.2025).

6. Невский В.П., Шашарин Б.Я., Прушинский Б.Я. Опыт эксплуатации отдельных систем и оборудования Белоярской атомной электростанции им. И.В. Курчатова. *Электрические станции*. 1973(5):8–12.

7. Сараев О.М. Опыт эксплуатации энергоблоков с реакторами АМБ-100 и АМБ-200. Опыт эксплуатации Белоярской АЭС. Часть 1. Свердловск: УрО АН СССР, 1988, с. 28–37.

8. Ошканов Н.Н. Белоярская АЭС – история атомной энергетики страны. *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2009;2:5–6. URL: <https://static.nuclear-power-engineering.ru/journals/2009/02.pdf> (дата обращения 14.06.2025).

9. Абагян А.А., Кремнев В.А., Елин В.А., Моисейцев В.А., Гаврилов С.Д., Малышев В.М., Купный В.И., Сараев О.М., Платов В.И., Махов В.А. Прекращение эксплуатации блоков АЭС. Опыт эксплуатации Белоярской АЭС. Часть 1. Свердловск: УрО АН СССР. 1988, с. 38–45.

10. Фролов В.В., Махов В.А., Морозов В.Г. Разработка методик и определение мест локализации и массы просыпей отработавшего топлива в реакторе АМБ-100 Белоярской АЭС. Сб. «Проблемы снятия с эксплуатации энергоблоков первой очереди Белоярской АЭС». Екатеринбург: Изд. УрО РАН, 1994, с. 95–105.

11. Киреев Л.Г., Морозов В.Г., Серков А.Ф., Щеклеин С.Е. Состояние оборудования и радиационная обстановка АЭС на этапе подготовки к снятию с эксплуатации. Доклады VI научно-технической конф., посвященной 35-летию работы Белоярской АЭС. Часть 3. Заречный, Изд. УрО АН СССР, 1999, с. 120–126.

12. Ошканов Н.Н., Росляков В.Ф., Чубаров Б.И., Махов В.А., Винивитин Е.А. Выполнение программ вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 Белоярской АЭС // *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2009;2:108–114. URL: <https://static.nuclear-power-engineering.ru/journals/2009/02.pdf> (дата обращения 14.06.2025).

13. Годовой отчет по экологической безопасности Белоярской АЭС, 2024. URL: <https://www.rosatom.ru/upload/iblock/02c/02cc057010024c7d670f4dd361ee6880.pdf> (дата обращения 14.06.2025).

Поступила в редакцию 10.07.2025

После доработки 11.08.2025

Принята к опубликованию 20.08.2025

Авторы

Сидоров Иван Иванович, директор Белоярской АЭС,

E-mail: info@belnpp.ru

Носов Юрий Валентинович, главный инженер Белоярской АЭС,

E-mail: info@belnpp.ru

Мокшин Сергей Алексеевич, заместитель главного инженера Белоярской АЭС,

E-mail: mokshin@belnpp.ru

Щеклеин Сергей Евгеньевич, зав. кафедрой «Атомные станции и ВИЭ», д.т.н.,

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

UDC 621.039

Full Life Cycle of AMB Uranium-Graphite Reactors

Sidorov I.I.¹, Nosov Yu.V.¹, Mokshin S.A.¹, Shcheklein S.E.²

¹ *Beloyarsk NPP,*

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

² *Ural Federal University,*

19 Mira St., 620062 Yekaterinburg, Russia

Abstract

The technical design of the Beloyarsk NPP, developed by the Leningrad Branch of the Teploelectroproekt Institute and approved by the Board of the USSR Ministry of Power Plants by a decision dated July 15, 1957, is described.

The BAES project differed from the plants created in these years by the original design of the uranium graphite channel reactor, which had two types of technological channels (for generating saturated steam and for its subsequent overheating). There were no such installations with nuclear steam overheating in any country in the world then or

later. The presence of such an installation made it possible to increase the efficiency of the BAES by almost 10% compared with the British and American nuclear power plants created at that time and brought Russia to the place of a leader in the development of nuclear energy technologies. A detailed description of the physical and technological features of the project was reported in Geneva at the 'Second United Nations International Conference on the Peaceful Uses of Atomic Energy' in 1958.

Data on the volume of electricity production and technical characteristics of power units for the entire period of operation are given. It is shown that during 60 years of operation, the polluting values of the Beloyarsk NPP in terms of general and radiation parameters are at the level of hundredths and thousandths of a percent of the gross volume of the Sverdlovsk region; the cost of electricity produced by the AMB-100 and AMB-200 power units for the entire period of operation was lower than the cost of electricity at the Ural plants with organic fuel of the same capacity.

Keywords: channel reactor, nuclear steam overheating, efficiency, competitiveness, efficiency.

For citation: Sidorov I.I., Nosov Yu.V., Mokshin S.A., Shcheklein S.E. Full Life Cycle of AMB Uranium-Graphite Reactors. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2025;3:98–111. DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2025.3.07> (in Russian).

References

1. Dollezhal N.A., Krasin A.K., Aleschenkov P.I. et al. Uranium-graphite reactor with superheated high-pressure steam. The Second United Nations International Conference on the Peaceful Uses of Atomic Energy. Geneva, 1958. 45 p.
2. Dollezhal N.A. et al. Operational experience of Beloyarsk NPP. *Atomic Energy*. 1969;27(5):1153–1161. DOI: <https://doi.org/10.1007/BF01164964>.
3. Dollezhal N.A., Aleshchenkov P.N., Bulankov Yu.V., Knyazeva R.D. Construction of uranium graphite channel reactors with tubular fuel rods and nuclear steam superheating. *Atomic energy*. 1971;30(2):177–182. DOI: <https://doi.org/10.1007/BF01139495>
4. Petrov A.A., Romenkov A.A., Yarmolenko O.A. Using Bloyarsk npp's experience in the field of nuclear overheating in the creation of new generation nuclear reactors with enhanced and supercritical coolant parameters // *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2009;2:21–29. URL: <https://static.nuclear-power-engineering.ru/journals/2009/02.pdf> (accessed Jun. 14, 2025) (in Russian).
5. Kochetkov L.A. History of creation and operational experience of the first two units of the Beloyarsk NPP. *Atomic Energy*. 2016; 121(1):18–21. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10512-016-0156-1>
6. Nevsky V.P., Shasharin B.Ya., Prushinsky B.Ya. Operational experience of individual systems and equipment of the I.V. Kurchatov Beloyarsk nuclear power plant. *Electric stations*. 1973(5): 8–12 (in Russian).
7. Saraev O.M. Operational experience of power units with AMB-100 and AMB-200 reactors. Operational experience of the Beloyarsk NPP. Part. 1. Sverdlovsk Ural Branch of the USSR Academy of Sciences, 1988, p. 28–37 (in Russian).
8. Oshkanov N.N. Beloyarsk NPP – the history of the country's nuclear energy industry. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2009;2:5–6. URL: <https://static.nuclear-power-engineering.ru/journals/2009/02.pdf> (accessed Jun. 14, 2025) (in Russian).
9. Abagyan A.A., Kremnev V.A., Elin V.A., Moiseitsev V.A., Gavrilov S.D., Malyshev V.M., Kupny V.I., Saraev O.M., Platon V.I., Makhov V.A. Termination of operation of NPP units. Operational experience of the Beloyarsk NPP. Part.1. Sverdlovsk Ural Branch of the USSR Academy of Sciences, 1988, p. 38–45.

10. Frolov V.V., Makhov V.A., Morozov V.G. Development of methods and determination of localization sites and mass of spent fuel spills in reactor AMB-100 of Beloyarsk NPP. Collection 'Problems of decommissioning of power units of the first stage of Beloyarsk NPP'. Yekaterinburg: Ural Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 1994, p. 95–105.

11. Kireev L.G., Morozov V.G., Serkov A.F., Shcheklein S.E. Equipment condition and radiation situation at the stage of preparation for decommissioning. Reports of the VI Scientific and Technical Conf. dedicated to the 35th anniversary of the Beloyarsk NPP. Part.3, Zarechny, Ural Branch of the USSR Academy of Sciences Publ., 1999, p. 120–126.

12. Oshkanov N.N., Roslyakov V.F., Chubarov B.I., Makhov V.A., Vinivitin E.A. Implementation of decommissioning programs for power units No. 1 and No. 2 of the Beloyarsk NPP. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2009;2:108–114. URL: <https://static.nuclear-power-engineering.ru/journals/2009/02.pdf> (accessed Jun. 14, 2025) (in Russian).

13. Annual Report on the environmental safety of the Beloyarsk NPP, 2024. URL: <https://www.rosatom.ru/upload/iblock/02c/02cc057010024c7d670f4dd361ee6880.pdf> (accessed Jun. 14, 2025) (in Russian).

Authors

Ivan I. Sidorov, Director of Beloyarsk NPP,

E-mail: info@belnpp.ru

Yuri V. Nosov, Chief Engineer of Beloyarsk NPP,

E-mail: info@belnpp.ru

Sergey A. Mokshin, Deputy Chief Engineer of Beloyarsk NPP,

E-mail: mokshin@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