



XIV Международный Конгресс

**Энергосбережение и
энергоэффективность**

IT технологии. Энергобезопасность. Экология

СБОРНИК ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

Санкт-Петербург
2025

Мероприятия проходят при поддержке и участии государственных структур
и общественных профессиональных объединений



Научно-экспертный Совет при Рабочей группе по мониторингу реализации законодательства в области энергетики, энергосбережения и повышения эффективности Совета Федерации



Московская торгово-промышленная палата



Санкт-Петербургская торгово-промышленная палата



Национальная ассоциация нефтегазового сервиса



Санкт-Петербургский научный центр РАН



Национальная ассоциация энергетических предприятий



Ассоциация энергетических предприятий СЗФО



Национальное агентство по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии



Общественная палата Ленинградской области



МОО Природоохранный союз

**XIV Международный Конгресс
«Энергосбережение и энергоэффективность IT технологии.
Энергобезопасность. Экология»**

Генеральные партнеры конгресса:



ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России



ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН



АО «Газпром промгаз»



Уважаемые коллеги!

Приветствую участников, гостей и организаторов международных специализированных выставок «Рос-Газ-Экспо», «Котлы и горелки» «Энергосбережение и Энергоэффективность. Инновационные технологии и оборудование» и Международного конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. IT технологии. Энергобезопасность. Экология».

Сегодня особое внимание уделяется развитию отечественной энергетической отрасли как важнейшего драйва экономического роста страны. Ведется большая комплексная работа по совершенствованию всех ее направлений. Так, в настоящее время реализуются федеральные и региональные программы по модернизации жилищно-коммунальной инфраструктуры, предпринимаются значительные усилия по формированию комфортной городской среды. Однако до сих пор многие проблемы функционирования и развития жилищно-коммунального хозяйства не решены.

Проводимые выставки и сопровождающая их деловая программа – важная площадка для встречи всех заинтересованных сторон для достижения поставленных целей.

Такие встречи ведущих специалистов на одной площадке содействуют выработке путей развития отрасли, продвижению лучших проектов на рынок и способствуют образованию новых полезных контактов.

Желаю участникам и гостям успешной работы, плодотворных деловых контактов и новых идей по развитию бизнеса!

*Заместитель председателя комитета
Государственной Думы по строительству
и жилищно-коммунальному хозяйству*

С.В. Развортнева



Уважаемые коллеги!

Приветствую организаторов, участников и гостей XIV Конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. IT Технологии. Энергобезопасность и экология». Ситуация энергоперехода и современные экологические нормы выдвигают новые требования к построению и функционированию энергосистем во всем мире. Российская Федерация выстраивает свою систему сбалансированного развития ТЭК, исходя из принципа качественного энергообеспечения потребителей при соответствии тенденциям низкоуглеродного развития экономики. Достижение такого баланса напрямую связано с технологическим развитием как традиционных, так и малоуглеродных, в том числе безуглеродных технологий.

Научно обоснованный выбор технологий и темпы их внедрения согласно Энергетической стратегии на период до 2050 года с учетом Прогноза научно-технологического развития Российской Федерации до 2030 года определяют успешное достижение качественно нового состояния энергетики с балансом между:

- доступным и гарантированным обеспечением населения и народного хозяйства страны продукцией и услугами топливно-энергетического комплекса;
- достижением национальных целей в области климатической политики, охраны окружающей среды, энергосбережения и повышением энергетической эффективности;
- обеспечением энергетической безопасности и конкурентоспособностью отраслей топливно-энергетического комплекса.

Конгресс «Энергосбережение и энергоэффективность. IT Технологии. Энергобезопасность и экология» - уникальная площадка для выработки оптимальных решений на пути к поставленным целям и формирования новых деловых контактов. В повестке Конгресса 2025 представлены современные технологические тенденции в энергетике, в том числе организована площадка для дискуссий молодых специалистов.

Желаю гостям, участникам и организаторам Конгресса плодотворной работы и творческих успехов в интересах развития энергетического комплекса России.

*Генеральный директор
АО «Газпром промгаз»*

Н.М. Сторонский



Уважаемые коллеги!

Приветствую участников, организаторов и гостей Международного Конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. ИТ Технологии. Энергобезопасность. Экология». Конгресс традиционно собирает единомышленников для обмена достижениями, налаживания партнерства, где в плодотворных дискуссиях рождаются новые идеи.

Современное развитие энергетики определяет необходимость применения системных исследований, обеспечивающих высокую эффективность и рациональные механизмы реализации энергосберегающих мероприятий, что обусловлено изменениями энергетических рынков, структуры производства и потребления, пространственного развития систем, диверсификации и появления новых видов энергоносителей. Происходит значительный рост потребления энергоресурсов в связи с увеличением числа энергоемких производств, центров обработки данных, и т.п., что повышает роль энергосбережения и интеллектуализации отрасли. Встает задача обеспечения устойчивого развития энергетики, повышения ее эффективности и безопасности, конкурентности в условиях технологического перехода и действующих ограничений. Очень важно успеть не только решать задачи сегодняшнего дня, но и действовать на опережение.

Всем участникам Конгресса желаю успешной работы, плодотворных дискуссий, творческих встреч и новых достижений.

*Директор Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
академик РАН, профессор*

В.А. Стенников

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
ЧАСТЬ I**

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. СТАБИЛЬНОСТЬ ЗАДАЧ И ВАРИАТИВНОСТЬ ПОДХОДОВ

Киушкина В.Р., д.т.н., профессор кафедры безопасности цифровой экономики
и управления рисками РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
руководитель департамента энергетической безопасности и инфраструктуры ТЭК
ФГБУ РЭА Минэнерго России

Российская Федерация, как современное развитое государство, всегда ставила в основу своей деятельности защищенность национальных приоритетов и сохранение устойчивого экономического развития. Энергетическая политика страны реализуется на эффективном использовании существующих источников энергии с учетом передовых экологически чистых технологий и защиты окружающей среды, своевременной трансформации подходов к обеспечению энергетической безопасности с учетом приоритетов стратегического развития и современных особенностей изменения топливно-энергетического баланса. При этом энергобезопасность любой страны так или иначе сталкивается с внешними вызовами и угрозами. Возникает необходимость решения связанных с ними внутренних задач устойчивого развития топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК).

К настоящему времени энергетическая безопасность расширилась аспектом защиты всей цепочки энергоснабжения и энергетической инфраструктуры и представляет собой критическую характеристику системного планирования в экологической, технической, политической и социальной сферах. Ее обеспечение в краткосрочном периоде фокусируется на способности энергетического сектора быстро реагировать на внезапные изменения в балансе спроса и предложения, направлено на реагирование на конкретные или структурные изменения, которые влияют на энергоснабжение на оперативном уровне и воздействуют на потенциальные уязвимости жизненно значимой важной энергетической инфраструктуры. Базовые цели определяют бесперебойную доступность источников энергии по приемлемой цене, высокое качество получаемой потребителем энергии, приемлемый рост тарифа на энергоресурсы, предоставление услуг экономически выгодных для потребителей, удовлетворение экономического спроса на оказываемую услугу. Долгосрочная энергетическая безопасность главным образом связана с надежностью инвестиций и расширением энергетического сектора в соответствии с экономическим развитием и экологическими потребностями страны. Интеграция краткосрочных и долгосрочных рисков в единую структуру является ключевым преимуществом в выборе и применении подхода к обеспечению энергетической безопасности соответствующего иерархического уровня при соответствующей отраслевой сбалансированности. Энергетические проблемы, возникающие параллельно с растущей обеспокоенностью состоянием окружающей среды, затрагивают энергетическую безопасность.

Российская Федерация традиционно исходит из необходимости сбалансированного развития ТЭК; с одной стороны, способного обеспечить

надежное энергообеспечение потребителей, а с другой – отвечающего низкоуглеродному развитию экономики, являющегося неотъемлемой частью реализации национальных приоритетов в части охраны здоровья граждан и защиты окружающей среды. Достижение баланса напрямую связано с технологическим развитием как традиционной, так и альтернативной энергетики при своевременном пересмотре мер по укреплению энергетической безопасности. Причинами нарушения такого баланса могут быть последствия реализации стратегических угроз, усугубившихся возможной реализацией тактических или текущих угроз, в том числе связанных с состоянием объектов систем энергетики, а также с неблагоприятными изменениями экономической и социально-политической обстановки, возникновением опасных природных явлений (природных катастроф, стихийных бедствий).

Достижение высокого уровня надежности энергоснабжения потребителей является результатом сложных институциональных структур и регулирования важнейших аспектов. Устойчивая система обеспечения энергетической безопасности является результатом накопленного опыта с относительно стабильным набором технологических решений и хорошо понимаемыми рисками. За последние несколько лет в результате обострения геополитической ситуации и изменений на мировых энергетических рынках реализовались практически все угрозы энергетической безопасности, обозначенные в действующей Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации. Быстрая трансформация вызовов и угроз последних лет, породивших риски в сфере энергетического благополучия, фиксирование воздействий в отношении объектов ТЭК, необходимость повышения устойчивости к неблагоприятным последствиям изменения климата, существенные энергетические изменения создали серьезный стратегический вызов энергетической безопасности всего мирового сообщества, сломали традиционные схемы ее обеспечения и усилили необходимость в опережающем реагировании на опасные события, обусловили потребность в проактивных механизмах, которые могут повлиять на происходящие процессы. Внешние риски и угрозы усиливают действие внутренних факторов, обостряют и могут довести до критических параметров такие угрозы, как дефицит инвестиций в энергетический сектор и низкая инновационная активность в энергетике и смежных отраслях, которая в свою очередь, приведет к отставанию в освоении критических технологий.

Сегодня необходимо принципиально перейти к системному, структурно-технологическому рассмотрению вопросов развития энергетики в равновесном единстве двух факторов: энергетическая безопасность и устойчивое низкоуглеродное развитие. На базе синтеза разных факторов развития необходимо создавать решения и новые парадигмы энергетического развития, планировать комплексные действия по переходу к новому энергетическому укладу на фоне новых вызовов и угроз энергетической безопасности. Конечный результат при смене не только технологических, но и цивилизационных укладов, нацелен на трансформацию и структурное изменение в энергетической системе и переход к новым моделям энергетики, продиктованным необходимыми дифференцированными аспектами развития каждой страны в общем мировом пространстве.

Любой период, связанный с переходом к новому укладу, также создает новые возможности для экономического роста и новых доступных технологических и инновационных решений для всей энергетической цепочки. Масштабная взаимозаменяемость основных энергоресурсов, которая может быть осуществима только в производстве электрической энергии, обуславливает основной вклад электроэнергетики в обеспечение энергетической безопасности. Новый ландшафт энергетического сектора будет определяться сочетанием современных факторов, связанных с ролью переменных и традиционных низкоуглеродных источников, дальнейшей цифровизацией экономики, изменением климата и другими. Формирование комплексной энергетической безопасности современного периода – это выстраивание ее с учетом позиции цифровизации ТЭК при стабильном обеспечении базовых целей, решении традиционных проблем и снижении рисков, сопутствующих развитию технологической базы. Сочетание этих факторов изменит характер традиционных проблем составляющих энергетической безопасности на фоне изменения карты и модели угроз ее состоянию.

В приоритетных инновационных направлениях нашей страны всегда имела место деятельность по реализации подходов к развитию энергетики с использованием новых наукоемких решений для всей технологической цепочки получения и использования энергетических ресурсов, отвечающих одновременно требованиям экономичности, экологичности и надежности.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ОБЪЕКТОВ ГТС В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Шаповало А.А., начальник Управления ПАО «Газпром», к.т.н.

Энергетические комплексы, включающие системы электроснабжения, теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения, промышленной вентиляции и кондиционирования воздуха, являются неотъемлемой и важной инфраструктурной составляющей, обеспечивающей функционирование производственных объектов газовой отрасли различного назначения, расположенных по всей территории Российской Федерации, включая удаленные районы Арктической зоны.

Предприятия газовой отрасли в полной мере ощутили на себе влияние санкционной политики и связанных с ней существенных изменений в экономике Российской Федерации. Для целого ряда предприятий по причинам изменения объемов поставки углеводородного сырья и продуктов переработки, изменения направлений и схем поставки природного газа существенно скорректировались целевые показатели развития, номенклатура и объемы выпуска продукции.

Трансформация энергетики и газовой отрасли Российской Федерации приводит к динамичным изменениям условий хозяйствования предприятий газовой отрасли нашей страны, изменению характера развития, реконструкции и технического перевооружения производственных объектов, делает актуальными целый ряд вопросов, в том числе:

- оценку влияния на целевые показатели предприятий добычи, транспортировки, подземного хранения и переработки природного газа и жидких углеводородов газовой отрасли темпов и качества ремонта, а также реконструкции и технического перевооружения объектов, входящих в энергетические комплексы;
- использование данных оценки на основе риск-ориентированного подхода для разработки мер по минимизации возможных ущербов в газовой отрасли;
- разработка мер минимизации затрат ресурсов на различных этапах развития энергоснабжения групп производственных объектов и газовой отрасли в целом.

Оптимизация развития энергетических систем (включая разработку, обоснование и управление реализацией комплексом мероприятий по реконструкции и новому строительству объектов энергетики) в масштабе предприятий дочерних обществ является многомерной, многокритериальной оптимизационной задачей, решение которой выполняется в условиях существенной неопределенности и динамично изменяющейся исходной информации.

В рамках рассматриваемой проблемы в части развития энергетики производственных объектов газовой отрасли, в тесном сотрудничестве со специа-

листами АО «Газпром промгаз», решены следующие задачи с последующей разработкой нормативных и методических документов:

- концепция развития энергоснабжения производственных объектов газовой отрасли (в дальнейшем Концепция);
- методология научно-технологического развития энергетических комплексов объектов ГТС в условиях современной трансформации отрасли (в дальнейшем Методология);
- математические модели и методика определения индекса технического состояния энергокомплексов производственных объектов;
- математические модели и методика оптимизации технологического развития энергетических комплексов.

Вектор технологического развития энергетики производственных объектов Общества определен в рамках научного обоснования положений Концепции, как основополагающего документа.

На основе всестороннего анализа состояния и технического уровня существующих систем энергоснабжения, тенденций развития энергетики и достигнутого в России и за рубежом уровня ключевых технологий и оборудования в энергетике, тенденций современной трансформации газовой отрасли России были разработаны:

- общие требования к развитию энергетических комплексов ГТС, обусловленные тенденциями современной трансформации газовой отрасли, включая определение граничных технических показателей и организационно-экономических ограничений;
- типовые инновационные технологические и технические решения для достижения заданных технологических показателей энергетических комплексов объектов ГТС, обусловленных тенденциями современной трансформации отрасли;
- порядок выбора оптимальных вариантов развития энергокомплексов типовых производственных объектов с учетом возможных величин экономических ущербов от несоответствия энергетических комплексов установленным техническим требованиям;
- перечень организационно-технических мероприятий для достижения заданных технологических показателей энергетических комплексов объектов ГТС.

В соответствии с утвержденной Концепцией далее разработан СТО Газпром «Энергохозяйство. Энергокомплексы производственных объектов добычи и транспортировки газа. Общие требования к составу и функциям».

С целью научного обоснования развития энергоснабжения производственных объектов разработана «Методология научно-технологического развития энергетических комплексов объектов ГТС в условиях современной трансформации газовой отрасли».

При разработке Методологии обоснованы подходы:

- к определению целей и задач развития энергетических комплексов, исходя из обеспечения установленных технических показателей, обусловленных условиями современной трансформации газовой отрасли;
- к определению структуры анализируемых энергокомплексов;
- к порядку агрегатирования и эквивалентирования энергетических ком-

плексов с целью снижения размерности решаемой в рамках их развития оптимизационной задачи;

- к определению состава задач, показателей оценки энергокомплексов различного уровня иерархии.

«Дерево свойств» и система показателей оценки энергетических комплексов объектов ГТС обоснованы, исходя из устранения в процессе их развития критичных проблем эксплуатации, и включают показатели: обеспеченности количеством энергоресурса; качество энергоресурсов; надежность оборудования; безопасность эксплуатации; энергоэффективность функционирования; удобство эксплуатации энергокомплексов.

Перечисленные критериальные показатели являются составляющими определяемого для каждого энергетического комплекса объекта ГТС индекса технического состояния.

Ядром разработанной Методологии является поиск оптимальных вариантов технологического развития энергетических комплексов на этапах жизненного цикла объектов ГТС, реализованный на адаптивных математических моделях оценки составляющих индекса технического состояния, при помощи которых оценивается величина целевой функции системной оптимизации развития энергетических комплексов объектов при современной трансформации газовой отрасли.

Одной из важнейших составных частей Методологии является раздел определения граничных технических показателей энергетических комплексов объектов ГТС для обеспечения прогнозных тенденций современной трансформации отрасли, которая применяется на этапах разработки программ развития, а также в процессе эксплуатации энергокомплексов для обоснования целесообразности реконструкции существующих и создания новых объектов энергетической инфраструктуры объектов ГТС.

На основе разработанных Концепции и Методологии на сегодняшний день создана и реализуется комплексная целевая программа реконструкции и технического перевооружения энергетики (КЦП энергетики) производственных объектов Общества.

Необходимость повышения эффективности разработки и последующей реализации КЦП энергетики потребовала создания инструмента (программного модуля системы поддержки принятия решений), позволяющего выявлять существенные риски от непринятия тех или иных мер по развитию энергетической инфраструктуры, а также предлагать перспективные варианты инновационного развития энергетических комплексов, определять показатели их функционирования на период коммерческого использования для различных сценариев реализации КЦП энергетики и изменения условий хозяйствования с целью оптимизации показателей программ развития энергетики производственных объектов отрасли.

Алгоритм оптимизации включает в себя три итерационных цикла оптимизации:

- оптимизация состава и сроков реализации мероприятий технологического развития энергетических комплексов для обеспечения граничных технических показателей, обусловленных прогнозом тенденций трансформации ГТС и организационно-экономических ограничений программы развития, с

наибольшей экономической эффективностью;

- оптимизация прогноза тенденций трансформации ГТС и организационно-экономических ограничений программы НТР энергетических комплексов объектов ГТС по результатам оценки требуемых капитальных вложений для устранения необоснованного завышения требований к энергетике объектов и оптимизации баланса «затраты – технические результаты развития» на этапе разработки программ развития,

- оптимизация прогноза тенденций трансформации ГТС, организационно-экономических ограничений, состава и сроков реализации мероприятий по результатам мониторинга этапов реализации программ развития.

В ходе масштабной апробации разработанного программного комплекса оптимизации технологического развития энергетических комплексов на всех этапах жизненного цикла объектов ГТС в условиях современной трансформации газовой отрасли определены пути дальнейшего совершенствования отдельных элементов научно-технической разработки.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ ПРОГНОЗОВ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Тверской И.В., главный научный сотрудник научно-технического центра
«Региональные системы газоснабжения», АО «Газпром промгаз»

Введение. Газовая отрасль обеспечивает потребительский спрос на природный газ, при этом перспективы ее развития определяют с учетом прогнозного спроса на газ. Основная задача газовой отрасли – надежно обеспечивать сбалансированное развития газовой инфраструктуры, отвечающее ее техническим возможностям и прогнозному спросу на газ. Проекты развития газовой отрасли имеют длительный инвестиционный цикл от начала проектных исследовательских работ до ввода объекта в эксплуатацию, что требует заблаговременного упреждающего принятия решений о начале реализации проектов. Более того, реализация проектов газовой отрасли требует не только значительных временных, но финансовых, материальных и квалифицированных трудовых¹ ресурсов. Исходной информационной базой по учету перспективного спроса для принятия решений о реализации проектов в газовой отрасли являются среднесрочные и долгосрочные прогнозы перспективной потребности в газе потребителей. Неудивительно, что при принятии решений по началу реализации проектов развития объектов газовой отрасли особые требования предъявляют к качеству и корректности исходных данных, то есть к прогнозным оценкам спроса на природный газ. В работе рассматриваются методические системные вопросы такой прогнозной оценки с учетом ее реализуемости.

Особенности прогнозов потребления газа. Перспективы развития газовой отрасли формируются на основе долгосрочных прогнозов потребности в газе [1,2]. Сложность выполнения обоснованного прогноза связана с необходимостью учета потребности в газе большого числа разнородных потенциальных потребителей и долгосрочным горизонтом прогнозирования. Долгосрочным прогнозам присуща неопределенность значений факторов, используемых при оценочных расчетах перспективной потребности в природном газе. Значимые факторы классифицируют по климатическим, технологическим и социальным признакам [2]. В рамках проведения прогнозных расчетов принимают ряд допущений относительно значений используемых факторов, которые позволяют автоматизировать выполнение расчетов перспективной потребности средствами имитационного моделирования. При этом никто не может гарантировать охранение принятых в модели значений факторов на весь рассматриваемый горизонт прогнозирования. Про эти допущения даже не упоминают при представлении результатов прогнозов. Поэтому, к таким сторонним прогнозным оценкам надо подходить с особой осторожностью, так как используемые в расчетных моделях допущения остаются «черным ящиком».

1 Имеются ввиду компетентные, специализированные профессиональные кадры, имеющие опыт в реализации проектов в газовой отрасли

Рассмотрим, насколько можно доверять и использовать имеющиеся долгосрочные прогнозы спроса на природный газ. Анализ доступных долгосрочных прогнозов потребности в природном газе показывает значительный разброс значений [3,4]. Долгосрочные прогнозы формируются на основе данных потенциальных потребителей, для которых характерна изменчивость во времени, что иногда может отражать статус реализации соответствующего им проекта.

Потенциальные потребители газа в соответствии с действующим законодательством не несут ответственности за свои заявки на технологическое подключение² к объектам газовой инфраструктуры с указанием планируемых объемов и режимов использования газа. Отсутствие ответственности у потребителей фактически перекладывает все риски реализации проектов по развитию газовой инфраструктуры на газовую отрасль. Указанная проблема характерна для всех отраслей энергетики. Неслучайно «повышение ответственности потребителей за заявленную в рамках процедуры технологического присоединения максимальную мощность энергопринимающих устройств» указано «в комплексе первоочередных мер по решению задачи обеспечения своевременного и опережающего покрытия потребности населения и экономики РФ в электрической энергии» закрепленных в Энергетической стратегии РФ [5].³ Правовое закрепление ответственности потребителей за заявленные ими потребности в газе является важным требованием для обеспечения принятия корректных решений по развитию объектов газовой инфраструктуры.

Верификация прогнозов перспективного спроса на газ. Для корректного учета спроса потенциальных потребителей необходима верификация [6,7] не только заявленной потребности в газе, но и исходных данных, используемых при расчете. Потенциальным потребителям, объекты которых планируются к строительству, целесообразно использовать информацию о фактическом потреблении газа по уже реализованным аналогичным проектам.

Особого внимания требует учет статуса проекта строительства потенциального объекта потребителя. Нередки случаи, когда в качестве потенциальных заявляются объекты потребления газа, которые соответствуют статусу «инвестиционная идея или замысел», то есть проект еще не проработан, как с точки зрения расположения, так и проектных параметров, сроков реализации. Включения их в перечень первоочередных объектов с закреплением сроков поставки газа несет большие риски для газовой отрасли и требует их отклонения при рассмотрении на среднесрочный горизонт прогнозирования. Учет таких объектов возможен в долгосрочных прогнозах на дальнюю перспективу с нефиксированной датой реализации. В этом случае требуется

2 Правила подключения (технологического присоединения) газоиспользующего оборудования и объектов капитального строительства к сетям газораспределения, утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.09.2021 №1547

3 Принята распоряжением Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 №908-р, стр. 48.

уточнение хода реализации проекта при формировании очередного, следующего среднесрочного прогноза с учетом продвижения статуса данного проекта. Обоснованный спрос на газ для таких проектов будет откорректирован, а сроки их реализации зафиксированы с учетом информации, закреплённой в документах стратегического планирования, федерального или регионального значения.

Большинство долгосрочных прогнозов дают агрегированные результирующие значения без выделения конкретных значимых потребителей и мест их размещения. В основе таких прогнозов учет ретроспективных данных о фактическом потреблении газа с выявлением установившихся трендов развития, при этом обоснованность сохранения сложившихся тенденций развития газового рынка на долгосрочный период вызывает большие вопросы.

Использование сводных показателей спроса для задачи обоснования перспектив развития газовой отрасли представляется мало продуктивным в виду рассмотрения агрегированного спроса, что не позволяет сформировать конкретные предложения по проектам развития объектов газовой отрасли. Необходимо иметь детальную информацию по конкретным новым точкам роста потребности в газе, а также планируемыми изменениям спроса для действующих потребителей на рассматриваемый горизонт прогнозирования. Кроме того, необходимо иметь корректную информацию по техническому состоянию и резервам действующих объектов газовой инфраструктуры⁴, включая ожидания по возможному изменению такой информации, с учетом проведения плановых работ по поддержанию или пересмотру проектных показателей объектов системы газоснабжения. Методические вопросы принятия технологически обоснованных решений по развитию газотранспортных систем с учетом новых потребностей в природном газе рассмотрены в [8,9].

Оценка технических возможностей объектов газовой инфраструктуры по поставкам дополнительных объемов газа. Объекты газовой инфраструктуры, как правило, имеют резервы производственной мощности, что связано с дискретностью параметров газопроводов и другого оборудования на объектах газовой инфраструктуры. Это обеспечивает надежность и стабильность поставок газа потребителям, создает возможности для оперативного подключения некоторых новых потребителей.

Оценка возможностей ресурсной базы. Производственные мощности добычного комплекса характеризуются балансовыми запасами природного газа, которые могут быть рентабельно извлечены при рациональном использовании современной техники и технологий. Текущие балансовые запасы определяются как разность между начальными запасами и накопленной добычей. Поэтому при оценке резервов ресурсной базы конкретного месторождения по возможным дополнительным объемам поставки газа необходимо учитывать его текущие балансовые запасы, а также планируемые отборы на весь горизонт прогнозирования. С учетом фактической продолжительности эксплуатации, начальных запасов и накопленной добычи,

4 Имеется в виду объекты газовой инфраструктуры, которые рассматриваются в качестве потенциальных источников дополнительных поставок газа для действующих и новых потребителей

сложившихся уровней добычи, определяются резервы месторождения для поставки дополнительных объемов газа потребителям. В случае снижения балансовых запасов до предельных значений необходимо предусмотреть переподключение потребителей на резервные ресурсы других месторождений. Это в первую очередь касается потребителей автономных локальных систем газоснабжения⁵, когда балансовые запасы газа не только не позволяют обеспечить дополнительную поставку газа потребителям, но и требуют решения вопросов по подключению к объектам ЕСГ для сохранения надежности газоснабжения.

Правила разработки и сроки ввода в эксплуатацию месторождений установлены Минприроды России⁶. Подготовка месторождения к промышленной разработке начинается с постановки запасов углеводородного сырья (УВС) на государственный баланс полезных ископаемых. Проекты пробной эксплуатации месторождений и дополнений⁷ к нему утверждаются Комиссией⁸ на сроки от 3 до 7 лет в зависимости от категорий месторождений УВС. Обоснованные в этих проектах Технологические схемы разработки (ТСР), коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС проходят государственную экспертизу запасов с постановкой на государственный баланс запасов (ГБЗ). Для подключения потребителей к новым ресурсам газа необходимо строительство объектов газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры, что требует учета временных затрат на разработку и реализацию соответствующих проектов. В случае принятия решения о вводе нового месторождения в промышленную разработку, известны конкретные сроки реализации такого проекта и соответствующие плановые показатели, которые должны быть учтены в рассматриваемом горизонте прогнозирования. Таким образом, можно считать, что на среднесрочную перспективу нам точно известны доступные для газоснабжения ресурсы природного газа из ГБЗ, причем это складывается из уже разрабатываемых месторождений и потенциальных к разработке в соответствии с прошедшей государственную экспертизу ТСР.

Технические возможности объектов систем транспорта и распределения газа. Возможности поставки потребителям дополнительных объемов газа от имеющихся и доступных ресурсов УВС требуют оценки потенциала газовой инфраструктуры по транспортировке указанных объемов [10].

Имеющие дополнительные ресурсы УВС могут быть поставлены различным потребителям с учетом возможных маршрутов поставки газа по технологически связанной газотранспортной инфраструктуре. Текущие резервные транспортные возможности по предполагаемым маршрутам поставки зависят от проектных пропускных способностей и фактической загрузки участков маршрута, которые являются системными ограничениями.

5 Например, такие системы есть в Краснодарском крае, Омской области, ХМАО и других регионах.

6 Приказ Минприроды России от 14.06.2016 №356

7 Приказ Минприроды России от 20.09.2019 №639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»

8 Статья 23.2 Закон Российской Федерации «О недрах»

Актуальная информация о загрузке и резервах проектной производительности газораспределительных станций регулярно обновляется на сайтах соответствующих газотранспортных обществ⁹. Такая информация указывается с учетом выданных газораспределительными организациями технических условий (ТУ) на технологическое подключение к сетям газораспределения, которые в ряде случаев могут быть реально завышенными, так как принимаются по заявкам потребителей, которые не несут никакой ответственности за «неточность» или даже «ошибочность» своих запросов. Не исключаются случаи, когда бывшие потенциальные потребители отказываются от своих заявок, по которым уже реализуются проектирование или строительство объектов газовой инфраструктуры.

С учетом сложившихся неравномерностей потребления газа текущими потребителями, возможные дополнительные часовые объемы поставки газа могут существенно отличаться как по сезонным, так и суточным значениям. При этом не исключены случаи, когда газовая инфраструктура имеет значительный годовой потенциал поставки газа, а возможности поставок в пиковые режимы существенно ограничены. В связи с этим целесообразен более детальный прогноз дополнительной потребности каждого значимого потребителя¹⁰, нужно оценивать не только годовую, но и пиковую в период системного максимума потребления.

Таким образом, техническую возможность поставки дополнительных объемов газа потребителю следует оценивать с учетом следующих факторов:

- территориальное расположение потенциального потребителя газа;
- заявленная потребность в газе;
- имеющиеся резервные ресурсы УВС для поставки газа;
- возможные маршруты поставки дополнительных объемов газа;
- технические параметры и состояние объектов газовой инфраструктуры, технологически связанных с возможными маршрутами поставки дополнительных объемов газа;
- резервы пропускной способности по участкам маршрута поставки газа;
- реализуемые и планируемые в среднесрочных программах развития объекты добычи, транспорта и распределения газа, обеспеченные финансированием.

Укажем на системный характер технической возможности поставки дополнительных объемов газа [11], закрепленный в [12]. А именно, дополнительные возможные объемы поставки газа определяются для каждой потенциальной точки отбора газа из системы путем выполнения соответствующих гидравлических расчетов. Закрепление потенциальной точки и объемов

9 В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2018 №82 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка подключения объектов капитального строительства к газораспределительным сетям и повышения эффективности энергетической инфраструктуры»

10 Ряд потребителей могут иметь пиковый спрос отличный от системного пикового спроса. К таким потребителям можно отнести зерносушилки, асфальтобетонные заводы и др. объекты

отбора кардинально меняет возможности дополнительных поставок газа другим потенциальным потребителям. Требуется проведение новых, с учетом ранее закрепленных объемов отбора газа, актуальных гидравлических расчетов по определению оставшихся резервов для дополнительной поставки.

Потенциальные возможности по увеличению объемов поставок газа.

Наряду с определением технической возможности поставок дополнительных объемов газа оценивается и перечень мероприятий, который в текущих условиях позволит увеличить объемы поставки газа сверх допустимых объемов, но требуемых потребителями. При этом оцениваются капитальные затраты на реализацию этих мероприятий, а также потенциальные сроки осуществления с учетом сложившейся практики выполнения аналогичных по объему и сложности работ. Полученные данные служат основой для оценки технологической и экономической целесообразности принятия решений по реализации требуемых мероприятий в рамках Программ развития газовой отрасли.

Перечни мероприятий таких Программ с учетом плановых сроков их завершения позволяют оценить потенциал дополнительных объемов поставки газа существующим и перспективным потребителям на среднесрочную перспективу (сроки которой синхронизированы с продолжительностью среднесрочного прогноза). Технические возможности газовой отрасли по поставкам газа потребителям, заявившим о своей потребности в перспективных поставках газа, на среднесрочный горизонт прогнозирования оцениваются по результатам проведения соответствующих гидравлических расчетов.

До проведения гидравлических расчетов необходима верификация заявленной потребности потенциальных потребителей [7,13]. Требуется оценить обоснованность заявок потенциального потребителя и степень готовности соответствующего проекта строительства его объекта для учета в таких расчетах.

Действующие проекты газовой отрасли формируют направления ее развития на краткосрочную и среднесрочную перспективы в части обеспечения перспективных потребностей газа. Формирование среднесрочных программ развития газовой отрасли отражает не только технологическую и экономическую целесообразность, но и финансовые и организационные возможности отрасли по реализации мероприятий, которые наряду с капитальными вложениями, требуют выполнение проектных и изыскательских работ, проведения государственной экспертизы, строительно-монтажных работ, включая специальное оборудование и подготовленный персонал. Это объясняет производственные и организационные ограничения, которые могут требовать переноса срока ввода объектов газовой инфраструктуры и за горизонт текущих среднесрочных программ.

Для потенциальных объектов потребления газа, не прошедших по критерию технической реализуемости в среднесрочном периоде, определяется дополнительный перечень необходимых мероприятий по развитию газовой отрасли, целесообразность реализации которых должна быть оценена с учетом нормативных и финансовых условий при формировании следующей среднесрочной программы развития газовой отрасли. Оценивается возможность обеспечения пока не учтенных заявленных потребностей в рамках мероприятий, планируемых к рассмотрению при формировании очередной среднесрочной программы развития объектов газовой отрасли.

Принятие и реализация очередной среднесрочной программы развития объектов газовой отрасли позволяет завершить ввод уже начатых мероприятий и создать объективные дополнительные возможности для реализации потенциальных проектов потребления газа. Процедура адаптации прогнозного спроса на газ с учетом новых условий и возможностей (в том числе финансовых) газовой отрасли обеспечить потребности потенциальных потребителей других отраслей также формирует предложения по требуемой корректировке их планов развития. В рамках итеративного процесса формирования среднесрочных программ развития объектов газовой отрасли осуществляется нахождение баланса между спросом и возможностями системы газоснабжения, в том числе и с учетом корректировки спроса, как по причине переноса срока удовлетворения заявляемых потребностей в газе, так и отказа от удовлетворения заявок в виду недостаточной обоснованности, экономической нецелесообразности или наличием значительных рисков реализуемости проектов со стороны заявителей.

Относительно прогнозов перспективной потребности следует сделать следующие утверждение: представленная схема рассмотрения технических возможностей объектов газовой отрасли по поставкам дополнительных



объемов газа позволяет сформировать достижимые прогнозные показатели в среднесрочной перспективе. Дальнейшие прогнозные потребности по спросу на следующую среднесрочную перспективу будут оценены при последующем обосновании и формировании мероприятий на среднесрочную программу.

Выводы и предложения.

1. Большинство прогнозов перспективной потребности в газе составляются по заявкам потенциальных потребителей, которые требуют верификации как исходных данных, так и принятых допущений при расчете.

2. С учетом продолжительности проектов газовой отрасли прогнозы потенциальной перспективной потребности формируются заблаговременно на долгосрочный горизонт планирования. Полученные прогнозы регулярно актуализируются с учетом изменения статуса и параметров проектов объектов потребления газа, принятых в данном прогнозе.

3. Как правило, порядок расчета прогнозного спроса не предполагает учета возможности газовой отрасли по их обеспечению. Поэтому необходима оценка имеющихся производственных ресурсов у объектов газовой инфраструктуры по возможным дополнительным поставкам газа действующим и потенциальным потребителям, и формирование мероприятий по развитию текущей инфраструктуры с целью обеспечения обоснованного прогноза на газ, технологически и экономически целесообразного для реализации.

4. Текущие возможности газовой инфраструктуры на среднесрочную перспективу в части поставок дополнительных объемов газа потенциальным потребителям следует принимать с учетом ее технического состояния, включая проектные показатели и достигнутую загрузку, в том числе системный максимум, временной интервал и погодные условия его достижения, а также планируемые мероприятия по их поддержанию в проектом состоянии и для развития, вошедшие в соответствующие программы, обеспеченные финансированием.

5. Перспективные прогнозы на среднесрочную перспективу следует корректировать с учетом технической возможности газовой инфраструктуры обеспечить поставку газа в заявленных объемах. При этом потребности новых потенциальных потребителей должны быть синхронизированы с развитием газовой инфраструктуры согласно мероприятиям среднесрочного планирования.

6. Среднесрочные программы развития объектов газовой отрасли включают мероприятия, реализация которых технологически и экономически целесообразна.

7. Для дальнейшего учета в среднесрочных ТЭБ следует принимать прогнозы перспективной потребности в газе, прошедшие верификацию в части реализуемости их с учетом среднесрочных программ развития объектов газовой инфраструктуры.

Литература

1. *Сухарев М.Г., Самойлов Р.В., Тверской И.В., Аюста А.А., Сураев Г.А. Агрегированный долгосрочный прогноз газопотребления. Научно-технический сборник. Вести газовой науки. № 1 (57). 2024. С. 179–192.*

2. *Сторонский Н.М., Тверской И.В., Сухарев М.Г., Акоста А.А. Особенности прогнозирования регионального газопотребления. Основные факторы. Газовая промышленность. № 7 (884) 2025 г.- С. 72-84.*
3. *Прогноз развития энергетики мира и России 2024 / под ред. А.А. Макарова, В.А. Кулагина, Д.А. Грушевенко, А.А. Галкиной; ИНЭИ РАН – Москва, 2024. – 207 с.*
4. *Тверской И.В., Аверьянов К.В. Системный подход к адаптивному прогнозированию в энергетике на примере газовой отрасли. Материалы конференции «Системные исследования в энергетике» и 10-е Мелентьевские чтения, Иркутск 2025.*
5. *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 №908-р.*
6. *Сторонский Н.М., Сухарев М.Г., Самойлов Р.В., Тверской И.В., Акоста А.А. Правильный прогноз газопотребления – ключ к рациональному выбору резерва производственных мощностей газораспределительных систем. Вести газовой науки. № 2 (51). 2022. С. 16–28.*
7. *Самойлов Р.В., Тверской И.В., Акоста А.А. Проблемы и практический опыт прогноза газопотребления для формирования планов среднесрочного развития территориальных газотранспортных систем с. 366–377, Труды XVIII Всеросс. научн. семина. «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем». Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2022. – 477 с.*
8. *Сторонский Н.М., Фатрахманов К.Ф., Тверской И.В. [и др.] Концептуальные вопросы моделирования развития газотранспортной системы // Газовая промышленность. – 2022. – № 4(831). – С. 62–72.*
9. *Сторонский Н.М., Тверской И.В., Сухарев М.Г. Газотранспортные системы: проблемы и особенности развития в текущих условиях // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 8(601). – С. 40–47.*
10. *Дорохова М.В., Тверской И.В., Цурмилов М.М. Оценка резерва пропускной способности газопровода с учетом нестационарных режимов работы. Территория Нефтегаз №5-6, 2024, с. 50-62.*
11. *Сухарев М.Г., Самойлов Р.В., Тверской И.В., Николаев В.П. Нормативное обеспечение задач определения свободных мощностей в системах распределения газа. Раздел 2.2 в книге Трубопроводные системы энергетики: математическое и компьютерное моделирование / - Новосибирск: Наука, 2014. - 274 с.*
12. *СТО Газпром газораспределение 12.2.2-1-2013, Диспетчерское управление. Процессы. Процессы работы с данными. Определение пропускной способности, расчет свободных мощностей газопроводов, СПб 2013.*
13. *Сухарев М.Г., Самойлов Р.В., Бурцев А.В. Модели обработки заявок на подключение к сетевому газу и риски их удовлетворения при догазификации регионов. Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 7(624). – С. 52–63.*

О РОЛИ ПРОГНОЗНЫХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В РАЗВИТИИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СТРАНЫ

Сибгатуллин А.Р., заместитель директора Научно-технического центра «Энергоснабжение»
АО «Газпром промгаз»

Топливо-энергетические балансы (ТЭБ) являются основой построения и реализации экономической и энергетической политики государства, базой для оценки уровня энергосбережения, энергоэффективности и энергетической безопасности.

Фактический и прогнозный топливо-энергетические балансы субъекта Российской Федерации содержат взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок топливо-энергетических ресурсов (ТЭР) и их потребления на территории субъекта Российской Федерации, устанавливают распределение ТЭР между системами снабжения ТЭР (электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения и иными системами снабжения ТЭР), потребителями (группами потребителей) ТЭР и определяют эффективность использования ТЭР.

Анализ ТЭБ позволяет выявить доли отдельных ТЭР в энергетическом балансе территории, их значимости с точки зрения структуры и объемов потребления по видам экономической деятельности, отражает возможности их замещения с учетом наличия ресурсной базы, местных видов топлива, технической возможности поставок и межтопливной конкуренции, отражает полноту взаимосвязей различных систем энергообеспечения и энергопотребления, что необходимо для планирования развития ТЭК в соответствии с потребностями социально-экономического развития Российской Федерации.

ТЭБ является фундаментом для проведения системной оценки показателей энергоэффективности экономики, результаты которой ложатся в основу оперативного решения вопросов развития отраслей ТЭК и тем самым обеспечения энергетической безопасности страны и регионов.

Говоря сегодня о роли прогнозных топливо-энергетических балансов субъектов Российской Федерации в развитии газоснабжения и газификации страны, вначале необходимо погрузиться в небольшой исторический экскурс и разобраться в целеполаганиях разработки документов долгосрочного планирования развития газоснабжения и газификации.

31 мая 2020 г. Президентом Российской Федерации был утвержден Перечень поручений № Пр-907 по результатам проверки исполнения законодательства, направленного на развитие газоснабжения и газификации регионов, в соответствии с п. 1 г) которого Правительству Российской Федерации совместно с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации при участии ПАО «Газпром» и других заинтересованных организаций данной сферы деятельности необходимо было обеспечить внесение изменений в порядок формирования топливо-энергетических балансов, предусмотрев прогноз потребности населения в газе (сетевом, сжиженном углеводородном и природном), а также в альтернативных источниках энергии.

В целях обеспечения граждан доступными и экологичными источниками энергии Президентом Российской Федерации в рамках поручений по реализации Послания Президента Федеральному Собранию от 21 апреля 2021 года (утв. 02.05.2021 № Пр-753, п. 12 а) было рекомендовано высшим должностным лицам субъектов Российской Федерации разработать и утвердить целевые ТЭБ субъектов Российской Федерации до 21 апреля 2022 года.

30 апреля 2021 года распоряжением Правительства Российской Федерации № 1152-р утвержден План мероприятий («дорожная карта») по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов Российской Федерации (далее – План мероприятий), содержащий мероприятия по совершенствованию нормативных правовых актов, регулирующих вопросы газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации, в том числе связанных с учетом целевых (прогнозных) ТЭБ при разработке документов долгосрочного планирования развития газоснабжения и газификации. Реализация настоящего плана предусматривает создание организационной системы управления, позволяющей внедрить социально ориентированную систему газификации и газоснабжения субъектов Российской Федерации и обеспечить поэтапное завершение газификации в 2024 - 2030 годы с учетом технической возможности и целевых региональных топливно-энергетических балансов. Настоящим планом предусмотрено:

- составление целевых ТЭБ субъектов Российской Федерации при методической координации со стороны Министерства энергетики Российской Федерации,
- приведение региональных программ газификации в соответствие с целевыми (прогнозными) ТЭБ,
- осуществление подготовки и реализации региональных программ газификации с учетом целевых (прогнозных) ТЭБ.

Так, во исполнение п. 1 г) Перечня поручений Президента Российской Федерации от 31.05.2020 № Пр-907, в целях реализации п. 12 а) Перечня поручений по реализации Послания Президента Федеральному Собранию Российской Федерации от 02.05.2021 № Пр-753 и в соответствии с вышеуказанными положениями Плана мероприятий, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.04.2021 № 1152-р, был разработан и утвержден приказом Минэнерго России от 29.10.2021 № 1169 Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, регламентирующий разработку фактических и прогнозных ТЭБ.

Реализация вышеуказанных положений настоящего Плана мероприятий нашла также отражение во внесении соответствующих изменений в Федеральный закон от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», в постановление Правительства Российской Федерации от 10.09.2016 № 903 «О порядке разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций», в утверждении распоряжения Правительства Российской Федерации от 15.12.2021 № 3603-р «Об определении единого оператора газификации и утверждении перечня федеральных терри-

торий и субъектов Российской Федерации, в которых действует единый оператор газификации», постановления Правительства Российской Федерации от 03.05.2024 № 567 «Об утверждении Правил разработки и реализации схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации» и других, связанных с ними документов.

В соответствии с изменениями, внесенными Федеральным законом от 12.12.2023 № 575-ФЗ в часть 1 статьи 17 Федерального закона от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», развитие газификации территорий Российской Федерации осуществляется единым оператором газификации, региональным оператором газификации совместно с органами государственной власти субъекта Российской Федерации, органами публичной власти федеральных территорий в соответствии с разработанными на основании схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации с учетом топливно-энергетических балансов, утверждаемых соответственно высшими должностными лицами субъектов Российской Федерации, руководителями исполнительно-распорядительных органов федеральных территорий, и принятыми в установленном порядке межрегиональными и региональными программами газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, а также со схемами расположения объектов газоснабжения, используемых для обеспечения населения газом.

Правила разработки и реализации схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации (постановление Правительства Российской Федерации от 03.05.2024 № 567) содержат требования:

- по обоснованию направлений (технических решений) перспективного развития системы газоснабжения и газораспределительной системы,
- по разработке схем газоснабжения и газификации с учетом топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации.

Правила разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций (постановление Правительства Российской Федерации от 10.09.2016 № 903) содержат следующие требования:

- разработка программ газификации осуществляется на основе ТЭБ, схемы газоснабжения и газификации,
- в программу газификации подлежат включению все мероприятия, необходимые для обеспечения газификации территории субъекта Российской Федерации, газификация которой предусмотрена в прогнозном ТЭБ.

При этом сам Порядок составления ТЭБ (приказ Минэнерго России от 29.10.2021 № 1169) определяет экономическую целесообразность газификации потребителей на основе расчета экономии затрат потребителей при переходе с текущих видов топлива на природный газ с целью составления прогноза потребления природного газа в зависимости от цены. В работе по составлению прогнозных ТЭБ субъектов РФ участвует единый оператор газификации в части расчета и предоставления инфраструктурных составляющих, применяемых при оценке перехода на сетевой природный газ, а при согласовании однопродуктового баланса природного газа – собственник Единой системы газоснабжения.

Таким образом, благодаря проводимой с 2021 года планомерной работе по совершенствованию законодательной и нормативно-правовой базы в области газоснабжения, выстроилась четкая иерархия разработки документов долгосрочного планирования развития газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации, в основе которой лежит прогнозный ТЭБ.

В первую очередь в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.04.2021 №1152-р (в ред. от 03.05.2024), а также приказом Минэнерго России от 29.10.2021 №1169 (в ред. от 26.03.2024) разрабатывается прогнозный ТЭБ субъекта Российской Федерации. ТЭБ определяет экономически эффективный охват населенных пунктов для газификации.

Далее модель социально ориентированной и экономически эффективной системы газоснабжения строится на определении потребности в природном газе в Схеме газоснабжения и газификации (далее – Схема) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 03.05.2024 № 567 (в ред. от 29.05.2025). В данном документе определяются основные положения развития системы газоснабжения и газораспределительной системы в субъекте Российской Федерации. Документ формируется с учетом утвержденного ТЭБ и учитывается при разработке документов территориального планирования, в том числе межрегиональных и региональных программ газификации.

В соответствии с Федеральным законом от 31.03.1999 № 69-ФЗ (в ред. от 28.12.2024) реализация газификации осуществляется в рамках программ газификации, которые формируются с учетом ТЭБ и Схемы.

Формирование Программ газификации осуществляется в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 10.09.2016 № 903 (в ред. от 06.05.2024), которые впоследствии реализуются в проектных и строительно-монтажных работах по подведению газа к потребителям (население и организации).

Из вышеуказанного следует, что ТЭБ, разрабатываемый на 10 лет, лежит в основе Схемы, которая в свою очередь имеет горизонт планирования в 20 лет и лежит в основе программ газификации, разрабатываемых на 10 лет.

При этом экономическая целесообразность перехода на использование природного газа подтверждается в ТЭБ, техническая реализуемость газификации территории определяется в Схемах, а уже источники финансирования и сроки реализации закрепляются в Региональных Программах газификации.

Важным фактором является то, что на основе технико-экономических мероприятий Схемы (либо, если Схема разрабатывается впервые – на основе действующей Генеральной схемы газоснабжения и газификации) разрабатывается инфраструктурная составляющая в прогнозной цене природного газа, которая предоставляется составителю баланса в соответствии с Порядком составления ТЭБ (приказ Минэнерго России от 29.10.2021 № 1169) единым оператором газификации или региональным оператором газификации. Инфраструктурная составляющая учитывается в формуле расчета экономии затрат потребителя при переходе с текущего вида топлива на природный газ.

Положения каждого из трех документов в соответствии с нормативно-правовой базой подлежат согласованию с организацией – собственником

Единой системы газоснабжения, в том числе и однопродуктовый баланс природного газа.

К сожалению, анализ практики применения Порядка составления ТЭБ, выполненный на основе разработанных в 2021-2024 гг. и представленных на согласование ТЭБ субъектов Российской Федерации, показал следующие результаты:

- по 74 субъекту Российской Федерации при составлении ТЭБ не учтены величины инфраструктурной составляющей (далее – ИС) и экономически оправданной цены (далее – ЭОЦ) природного газа для оценки экономии затрат,

- по 51 субъекту Российской Федерации не выполнен расчет экономии затрат в разрезе потребителей и территорий, не представлен перечень территорий, подлежащих газификации,

- по 71 субъекту Российской Федерации ТЭБ представлен после утверждения, а не в процессе разработки.

Из чего следует, что большинство ТЭБ не могут быть использованы в дальнейшем при разработке Схем и программ развития газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации, и работа по актуализации ТЭБ должна быть продолжена.

Наряду с этим, для ТЭБ, разработанных в полном соответствии с Порядком, до настоящего времени остаются нерешенными вопросы практического применения прогнозных ТЭБ после их утверждения. А именно, пунктом 6(1) Правил разработки и реализации региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 10 сентября 2016 г.

№ 903 предусмотрено включение Правительствами субъектов всех мероприятий, необходимых для обеспечения газификации, предусмотренных ТЭБ, в региональные программы газификации. Однако реализация мероприятий по газификации требует наличия источников финансирования, потенциальный объем которых учтен при расчете инфраструктурной составляющей. При этом механизм учета величины инфраструктурной составляющей и экономически оправданной цены на газ в устанавливаемых ФАС России ценах и тарифах не определен – механизм возврата инвестиций. В связи с этим весьма вероятны высокие риски включения в региональные программы газификации мероприятий, по которым не могут быть подтверждены сведения об источнике инвестиций их реализации и инвесторе. Следовательно, параллельно с работой по приведению ТЭБ в соответствие с Порядком необходимо проводить работу по совершенствованию самой методики в части выработки и внедрения в систему ценообразования на природный газ механизма возврата инвестиций, который будет способствовать:

- соответствию прогнозных ТЭБ фактическим, обеспечивающим предсказуемость спроса на топливно-энергетические ресурсы,

- созданию условий развития межтопливной конкуренции с учетом утвержденных ТЭБ,

- формированию источников финансирования на развитие газификации субъектов Российской Федерации и обеспечению возврата инвестиций в долгосрочном периоде.

АО «Газпром промгаз» имеет уже достаточно богатый опыт по разработке прогнозных ТЭБ субъектов РФ. По состоянию на октябрь 2025 года силами АО «Газпром промгаз» разработаны ТЭБ 11 субъектов Российской Федерации, ещё по 7 субъектам осуществляется актуализация прогнозных ТЭБ. По одному субъекту, по которому разрабатывался ТЭБ (и пока единственному из всех субъектов Российской Федерации), собственником ЕСГ согласован ТЭБ.

Подводя итоги о роли прогнозных топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации в развитии газоснабжения и газификации страны, можно сделать следующие выводы.

1. Развитие экономики и энергетики субъектов Российской Федерации должно базироваться на сбалансированном развитии всех отраслей топливно-энергетического комплекса.

2. Целесообразный охват газоснабжением субъектов Российской Федерации и перевод на газ потребителей должен основываться на прогнозных ТЭБ с учетом планов по развитию газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры, возможных ценовых, тарифных и налоговых условий реализации соответствующих проектов, ожидаемого соотношения цен на природный газ по отношению к другим альтернативным видам топлива, закреплённых бюджетных компенсаций потребителям за использование газа.

3. Перспективы развития газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации должны быть закреплены в Схемах газоснабжения и газификации.

4. Развитие газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации реализуется в рамках межрегиональных и региональных программ газификации, которые включают в себя Программы развития газоснабжения и газификации регионов (реализуемые ПАО «Газпром» совместно с регионами).

5. Субъекты РФ должны сформировать и закрепить взаимовыгодные условия для потребителей и поставщиков газа для эффективной реализации развития газоснабжения и газификации.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ КАК РЕЗУЛЬТАТИВНЫЙ МЕТОД УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Кокшаров В.А. д-р экон. наук, профессор кафедры экономики транспорта ФГБОУ ВО «Уральский государственный университет путей сообщения», профессор кафедры экономической безопасности производственных комплексов ФГАСУ ВО «Уральский государственный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», эксперт РАН в области энергопотребления

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности все больше оказываются в фокусе внимания, как государства, так и бизнеса и бюджетных организаций.

Эти вопросы сегодня являются важными условиями развития российской экономики и ее перехода к модели экологически устойчивого развития, а с другой стороны, становятся элементами новых моделей энергопотребления.

Улучшение энергорезультативности можно рассматривать в различных аспектах. Это либо достижение тех же производственных результатов при меньших затратах топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), либо достижение больших результатов при сохраняющихся затратах ТЭР. Не следует забывать и о роли возобновляемых источников энергии, которые всегда учитываются при оценке энергетической и экологической результативности организаций.

Выделение энергетического менеджмента как специфической деятельности условно: оно необходимо для выстраивания этой ветви управления, но требует максимальной интеграции в систему менеджмента в целом. Наиболее значимым экономическим доводом в пользу системы энергетического менеджмента (СЭнМ) является снижение затрат на приобретение энергоресурсов. По различным данным, применение принципов энергоменеджмента позволяет сократить затраты на энергоресурсы (либо их потребление) на величину от 5 до 20% в первые годы [1, 2] и затем достигать 3-10% экономии ежегодно.

Необходимо отметить, что приоритет внимательного отношения к энергии вырос не только из энергетического кризиса и мотивации к экономии, но в целом из рачительного отношения к ресурсам, из зрелости технологических и управленческих подходов.

Энергоэффективность в современной промышленности достигается сегодня большей частью не за счет внедрения новых энергосберегающих технологий, а за счет изменений в методах и способах управления (Марко Маттейни, UNID).

СЭнМ, как ее трактует стандарт ISO 50001:2018, имеет высокий потенциал интеграции с другими системами менеджмента и включения в существующую практику управления в организации. Основой такой интеграции является, с одной стороны, процессный подход, а с другой – цикличность.

Сравнивая СЭнМ с другими системами менеджмента семейства стандартов ISO и выявляя его специфику, можно увидеть, что основы являются общими, а характерные отличия касаются именно вопросов использования энергии.

Подходы, свойственные энергетическому менеджменту, встречаются в различных методиках и техниках. Одним из распространенных методов является применение положений международного стандарта ISO 50001:2018.

До его обновления в 2018 году действовала версия 2011 года. Для нее есть аналог и среди российских стандартов – это ГОСТ Р ИСО 50001-2012 [3].

ВНЕДРЕНИЕ СЭнМ

Мировой опыт

Наиболее убедительным экономическим доводом в пользу энергосбережения является снижение затрат на приобретение энергоресурсов. Большинство организаций могут сократить свои затраты на энергоресурсы на величину до 20 % за **счет более качественного управления энергопотреблением и инвестиций в экономически эффективные мероприятия**. Опыт широкого круга разнообразных компаний, пользовавшихся услугами Carbon Trust, показывает, что эффективный энергоменеджмент позволяет снизить энергопотребление на 5-25%, причем типичный период окупаемости инвестиций составляет два года или меньше. Во многих случаях минимальные капитальные затраты позволяют сократить энергопотребление на 5-10% [1].

Исследование, выполненное Carbon Trust, показывает, что инвестиции, необходимые для снижения общих затрат на приобретение энергоресурсов на 15%, имеют внутреннюю норму рентабельности 48%, что намного превышает уровень, который компании считают минимально приемлемым (в среднем – 11,5%).

Портфель рекомендуемых инвестиций, разработанный Carbon Trust совместно с компаниями-клиентами, имеет средний срок окупаемости менее трех лет. По данным опроса финансовых директоров, проведенного Carbon Trust, этот показатель удовлетворяет критериям восьми из десяти респондентов. Другое исследование [2] показывает, что снижение энергопотребления в первые два года после внедрения составляет в среднем порядка 10% в год, и в последующие годы – еще 3-5%.

По данным Минэнерго России, у 89% компаний, внедривших систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001:2011, наблюдается снижение удельного расхода топливно-энергетических ресурсов, причем у 65% снижение составило более 5% [4]. В США программа Superior Energy Performance Program показала, что эффект от внедрения СЭнМ в первый год составил в среднем порядка 3,8%, в последующие полгода – еще 10,1% [5].

Уроки внедрения в России

Ситуация для российских предприятий отличается, прежде всего, относительной дешевизной энергоресурсов и дороговизной капитала для инвестиций. С одной стороны, это снижает мотивацию к реализации мероприя-

тий по повышению энергоэффективности, а с другой – **энергоменеджмент не требует значительных капитальных затрат и поэтому может быть привлекателен**. В отличие от европейских предприятий, российские компании пока в приоритет ставят экономию затрат, а не экологические аргументы (снижение выбросов, углеродного следа).

Среди российских предприятий передовиками по внедрению СЭнМ являются организации топливно-энергетического комплекса (ТЭК), металлургии, химии и других энергоемких отраслей, в том числе экспортеры, конкурирующие на внешних рынках.

Всего из опрошенных Минэнерго России в 2016 году и представивших информацию организаций (более 150 крупных организаций ТЭК, транспортного комплекса, металлургии, оборонной промышленности) систему энергетического менеджмента внедрили 67% организаций, из них 41% прошли сертификацию на соответствие стандарту ISO 50001:2011 (ГОСТ Р ИСО 50001-2012). В 2016 году доля организаций, внедривших и сертифицировавших систему энергетического менеджмента, увеличилась более чем в два раза по сравнению с 2014 годом [6].

Данные Минэнерго [7] демонстрируют, что организации, внедрившие систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001:2011 (ГОСТ Р ИСО 50001-2012), показывают уверенную динамику снижения удельного расхода топливно-энергетических ресурсов по сравнению с организациями, выполняющими только обязательные законодательные требования.

В значительной части опыт российских предприятий не отличается от мирового. В то же время, приняв решение о внедрении СЭнМ, не всегда организация четко понимает типичные требования и осознает возникающие барьеры.

Суммировать наиболее типичные выводы и уроки из внедрений СЭнМ можно следующим образом [8]:

- **Нет «волшебной таблетки».** Систему энергоменеджмента нельзя купить или насадить в организацию. Ни один консультант не знает технологию, оборудование и практики управления лучше самих сотрудников и не сможет предложить полностью адаптированную систему, так что корпоративная СЭнМ всегда представляет собой уникальный интеллектуальный продукт команды предприятия. Но самое главное заключается в том, что СЭнМ предполагает бесконечный процесс (а не только внедрение и запуск), в котором задействованы все сотрудники предприятия. Таким образом, и эксплуатация системы энергоменеджмента – ответственность самой организации.

- **Две одинаковых организации – две разных СЭнМ.** При внедрении и функционировании системы энергоменеджмента возникает множество развилки в принятии решений на каждом из этапов, и от каждого из принятых решений зависит, что будет из себя представлять СЭнМ. Правильного рецепта стандарт не дает, он обозначает принципы и подходы. Кроме того, не содержит он и количественных показателей. Таким образом, каждая система энергоменеджмента уникальна.

- **Энергоменеджмент – не про технологии.** Технологическая модернизация – часть деятельности по повышению энергоэффективности, достижению

более амбиционных результатов в области использования энергии, но она не является основой системы энергетического менеджмента, как не являются ею и система учета, диспетчеризации, автоматизации, подборки документов и регламентов и т. д. СЭнМ – организационная рамка, зонтик для всего комплекса работ по управлению энергопотоками на предприятии и улучшению показателей энергорезультативности. Более того, по свидетельству многих успешных энергоменеджеров, любое нововведение, внедрение СЭнМ требует огромной фасилитационной работы, коммуникации с людьми, убеждения и вовлечения; не случайно информированность, компетентность и вовлеченность являются одними из требований стандарта.

- **Управляемость может компенсировать недостаток вовлеченности.** Работа над информированностью и вовлеченностью сотрудников – долгий и непростой процесс. Добиться их в первые периоды чрезвычайно непросто. Но это не значит, что СЭнМ будет работать недостаточно хорошо. Там, где пока не хватает осознанности и добровольного, основанного на ценностях, участия сотрудников в системе энергоменеджмента, временно могут работать административные рычаги. Высокая управляемость может частично, особенно на первых порах, компенсировать недостаток вовлеченности.

- **Энергоменеджмент есть в любой организации.** Если предприятие закупает ТЭР, распределяет и потребляет их, значит, оно как-то управляет энергопотоками, и это управление можно назвать системой энергетического менеджмента. Стандарт предлагает сверить свои практики с лучшими, достроить систему энергоменеджмента предприятия недостающими звеньями или найти, как ее усовершенствовать.

- **Стандарт требует «перевода» для успешного применения.** В силу ряда причин, несмотря на небольшой объем документа и отсутствие сложных выкладок, применить стандарт на практике оказывается не так просто. Во-первых, он очень рамочный, вобравший и обобщивший подходы и практики лучших с точки зрения энергорезультативности предприятий. Ценой этого является очень общий характер его требований, и необходимо потрудиться, чтобы применить их в практике компании. Во-вторых, любой перевод международного стандарта, как и текст ГОСТ Р ИСО 50001-2012, тоже являющийся близким к тексту переводом между-народного, не привязан к отечественной практике терминологически, поэтому воспринимается с некоторым трудом. Российские стандарты по энергоэффективности оперируют иными терминами, а инженеры-энергетики привыкли называть ту же деятельность иными словами, поэтому методика стандарта может показаться чужеродной, однако это не так, поскольку логика действий, которую предполагает стандарт, соответствует и отечественным подходам. Плюс он содержит ряд принципов, которыми можно успешно достроить существующую систему энергетического менеджмента, чтобы сделать ее более эффективной.

- **Важна постановка работы «до».** Различные предприятия в зависимости от масштаба, предыдущего развития и других факторов, характеризуются различной культурой организации производства. Для успеха энергоменеджмента требуются документирование, организация сбора и анализа данных, пересмотр организационной структуры, внедрение ряда новых практик и

процедур и их регламентирование. Это легче сделать тем предприятиям, где развиты система документооборота, учет, планирование и другие вспомогательные управленческие инструменты.

- **«Не изобретать велосипед».** Зачастую инициатива внедрения СЭнМ исходит от службы главного энергетика, и само внедрение происходит, будто с чистого листа, в то время как на предприятии могут быть внедрены другие системы менеджмента, прежде всего система менеджмента качества (СМК). В таком случае целесообразно не строить систему с нуля, а привлечь к внедрению инженеров по качеству, занимающихся поддержкой и эксплуатацией СМК, чтобы использовать их организационные наработки, документы и процедуры.

- **Нельзя внедрить СЭнМ закапсулированно.** Нередки случаи, когда первое лицо не является четким сторонником внедрения, но готово начать пробовать. Однако всегда наступает момент, когда невозможно внедрять СЭнМ в одной какой-то конкретной службе – надо выходить на уровень предприятия в целом. Становится очевидной нехватка полномочий у энергоменеджера, он просит помощи у представителя высшего руководства, чтобы получить поддержку в цехах-потребителях, объяснить возможности операционного контроля, выводы энергоанализа и прочее. Руководство не убеждено и ждет результата, а он невозможен силами энергоменеджера. Здесь уместно вспомнить принципы СЭнМ «ответственность высшего руководства» и «вовлеченность сотрудников».

- **Себя не обманешь.** Можно обеспечить ответ на все вопросы сертификационного аудита и получить сертификат соответствия, но важно, что энергоменеджер постоянно пытается приблизиться к пониманию истинной картины энергопотребления и усовершенствовать ее. Непросто снаружи измерить и оценить такие факторы как вовлеченность, ответственность, лидерство, однако сами сотрудники предприятия всегда имеют собственное представление о качестве и результативности СЭнМ, а значит, видят пути для ее улучшения.

ПРИНЦИПЫ СЭНМ

Цикличность

Энергоменеджмент представляет собой непрерывную деятельность, которая развивается с течением времени. Невозможно решить все проблемы одновременно, однако последовательная деятельность в цикле Деминга PDCA (Plan, Do, Check, Act – Планируем, Реализуем, Проверяем, Реагируем) позволяет достигать постоянных (если точнее, то – последовательных, постепенных, и не всегда проявляющихся одновременно) улучшений, устраняя несоответствия и совершенствуя систему управления.

Циклический характер деятельности предприятия в рамках системы энергоменеджмента – одна из причин возможности непрерывных улучшений.

Процессный подход

Процессный подход – основа управленческой культуры, мощный инструмент в руках менеджмента и обязательный элемент семейства стандартов

ISO по системам управления. Фактически, процессы являются единицей, объектом управления. Обновленная версия международного стандарта по энергетическому менеджменту прямо требует определения и выявления процессов, соответствующих бизнесу организации.

Процесс понимается как совокупность взаимосвязанных или взаимодействующих видов деятельности, которые преобразуют ресурсы на входе в него в результат деятельности на выходе. Процессы делятся на физические (в первую очередь технологические) и управленческие, сервисные.

Описав всю деятельность предприятия в виде ряда взаимосвязанных процессов (карты процессов), менеджер получает хронику движения всех видов ресурсов и их преобразования в продукт, картину взаимодействия подразделений и распределения ответственности.

В зависимости от профиля, величины предприятия, производимой продукции или оказываемых услуг процессы будут отличаться. И даже две идентичных организации, скорее всего, по-разному представляют свои процессы. Как это постоянно бывает при внедрении систем менеджмента, единого правильного рецепта здесь нет, и менеджеры сами формируют этот инструмент для удобства дальнейшего применения. Карта процессов также может и должна периодически пересматриваться и обновляться.

Работой энергоменеджера становится интеграция действий по достижению целей и задач в области энергетики в бизнес-процессы предприятия. На предприятиях, внедривших СМК, карта процессов по общему правилу разработана. Энергоменеджерам имеет смысл ознакомиться с ней на предмет уточнения, совершенствования, а также добавления процессов самой системы энергоменеджмента.

В частности, одна из базовых методик заключается в выделении трех крупных групп процессов в следующей классификации:

- 1) управление системами менеджмента;
- 2) процессы жизненного цикла продукции, включая проектирование и разработки, закупки, хранение, производство или оказание услуги с подпроцессами;
- 3) вспомогательные процессы – управление персоналом, инфраструктурой, контроль качества, бухгалтерский учет и т.п.

Каждый процесс имеет ответственное подразделение и требования к ресурсам на входе и на выходе. Целесообразно здесь же сопоставить получившийся список процессов с организационной структурой предприятия, реализацией и т.д.

Управление рисками

Еще один важный принцип системы менеджмента, в том числе энергетического – это управление рисками и учет возможностей, что также стало требованием стандарта ISO 50001:2018.

Деятельность по управлению рисками является частью процессного подхода и предполагает интегральное рассмотрение рисков. Какие риски характерны для бизнеса предприятия? Возможно ли избежать их, или только снизить? Различные процессы имеют разные степени риска, но в любом случае этим необходимо управлять.

Каждый риск характеризуется двумя показателями – вероятностью возникновения и величиной последствий. Рекомендуется количественно по выбранной шкале оценить оба фактора. Перемножение чисел даст общую характеристику риска. Чем больше получившееся число – тем весомее риск, и тем больше внимания надо уделить работе с ним.

Предприятию необходимо:

- Определить вероятные риски и возможности, оценить вероятность их возникновения и величину последствий.

- Определить соответствующие действия по профилактике возникновения рисков, а также действия по реагированию, распределить ответственность и выделить ресурсы (финансирование рисков).

- Учитывать выявленные риски и возможности в управлении процессами.

- В случае возникновения и реализации запланированных действий производить последующую оценку их эффективности.

Соответствующие документы по определению, оценке рисков и мероприятиям по работе с ними должны регулярно пересматриваться и обновляться.

Итог. Были рассмотрены вкратце основные требования стандарта, то есть все необходимые компоненты системы энергоменеджмента в цикле Деминга, которые, если их реализовать, позволят создать рабочую систему, постоянно генерирующую улучшения. Как видим, несмотря на то, что требования весьма детально прописаны в стандарте, энергоменеджерам остается масса возможностей для принятия уникальных решений и создания собственной корпоративной системы энергоменеджмента, аналога которой больше не будет. Создание такой системы – интересная и непростая творческая задача для команды предприятия.

Литература

1. *Energy Management. A comprehensive guide to controlling energy use.* Carbon Trust. 2013.
2. *Программа ЮНИДО по внедрению системы энергоменеджмента в промышленности.* [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://unido.ecdl.su/sites/default/files/misc/unido_senm_program.pdf (дата обращения: 13.01.2020).
3. Д.О. Скобелев, М.В. Степанова «Энергетический менеджмент: прочтение 2020. Руководство по управлению энергопотреблением для промышленных предприятий», Москва: Издательство «Колорит», 2020. 92 с.
4. *Российское энергетическое агентство Минэнерго России – Центр компетенций по вопросам внедрения системы энергетического менеджмента.* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://rosenergo.gov.ru/data/attach/2466> (дата обращения: 12.03.2020).
5. Р.Э Мужумов. «Государство задает стандарты. Опыт США в развитии энергоменеджмента». [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://gisee.ru/articles/book_en_management/54355/ (дата обращения: 27.01.2020).
6. *Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2016 году.* Министерство энергетики Российской Федерации. [Электронный ре-

курс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/5197> (дата обращения: 27.01.2020).

7. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2015 году. Министерство энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://energo.mos.ru/upload_local/iblock/7e0/7e023c89ef0641d58139658b1a57a8d7/gos_doklad_2015.pdf (дата обращения: 13.01.2020).
8. В.А. Посадов, М.В. Степанова «Энергоменеджмент на промышленных предприятиях: уроки внедрения». [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.up-pro.ru/library/production_management/operations_management/energo_management-uroki.html (дата обращения: 13.01.2020).

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
ЧАСТЬ II**

**КОНФЕРЕНЦИЯ
МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ**

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ И АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПОСТАНОВЛЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ № 154

Михайлов К.А., инженер 1 категории АО «Газпром промгаз»

Георгиев П.Н., инженер-программист ООО «Кодинг»

Актуальность

Необходимость автоматизации схем теплоснабжения (СТС) в последнее время стала одной из важных тем, обсуждаемых профессиональным сообществом в сфере теплоснабжения [3, 4]. Большое количество населенных пунктов России, по которым одновременно нужно вести работы над СТС, трудоемкость выполнения работ, характеризующаяся объемными требованиями Постановления Правительства РФ №154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" и Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утверждённых приказом Минэнерго России №212, и не всегда достаточное качество выпускаемых СТС мотивируют Минэнерго России на создание специализированного сервиса по СТС на базе единой цифровой платформы «ГосТех». Сроки появления такого сервиса в готовом к работе состоянии не опубликованы, но учитывая практику реализации полного цикла многофункциональных ИТ-проектов с нуля (от идеи до промышленной эксплуатации), можно ожидать, что они составят от 1-2 лет с момента начала работ.

Одним из возможных путей автоматизации СТС могло бы стать определение единой модели данных по теплоснабжению с обязательным методическим и образовательным обеспечением по работе с ней. Подобный подход реализуется Минстроем России в строительной сфере, где уже несколько лет применяется информационное моделирование.

Высокое значение в успешности реализуемого подхода имеют обучающие программы Университета Минстроя и прозрачные для разработчиков программного обеспечения (ПО) бизнес-требования. Выстраивание на базе такой единой модели цифровой экосистемы по теплоснабжению с помощью цифровых платформ, представляющих собой специализированные ИТ-решения, объединенные общей нормативносправочной информацией, позволило бы сократить сроки и затраты на создание сервиса путем интеграции готовых ИТ-решений и повысить вероятность успешности реализации ИТ-проекта, ориентированного на оптимизацию бизнес-процессов СТС.

В Санкт-Петербурге решение задачи автоматизации СТС ведется с 2019 г. путем включения в состав работ отдельной позиции по актуализации информационноаналитической системы СТС Санкт-Петербурга (ИАС).

Процесс разработки ИАС выполняется по гибкой методологии, придерживаясь положений SWEBOK [8] и обозначенной в нем этапности процесса разработки ПО, включающей: выявление (сбора) требований; анализ требований; специфицирование требований; проверку требований; управление требованиями на протяжении всего жизненного цикла ПО. Взаимодей-

ствие с пользователями организовано с учетом модели развития потребителей (customer development) [6].

Учитывая накопленный опыт, ниже представлены:

1) актуальная организационная модель и жизненный цикл работ по СТС Санкт-Петербурга;

2) сопоставление функционала планируемого сервиса на базе ЕЦП «ГосТех» и реализованного в ИАС;

3) требования к функционалу ИАС, вытекающие из особенностей жизненного цикла;

4) перечень автоматизируемых процессов с акцентом на ГИС-компоненты и подготовку сценарных расчётов. Это формирует основу для дальнейшей архитектуры системы пространственных данных и интеграции с аналитическими модулями.

Общие сведения

В работе по актуализации СТС Санкт-Петербурга принимает участие более 30 организаций, количество представителей от которых составляет более 100 человек. Организационная структура включает в себя несколько уровней участников проекта разработки/актуализации СТС Санкт-Петербурга.

Соответствие функционала, запланированного к реализации на базе ЕЦП «ГосТех» и реализованного в ИАС по СТС Санкт-Петербурга показывает практическое полное совпадение (таблица 1).

Таблица 1

Соответствие функционала, запланированного к реализации на базе ЕЦП «ГосТех» и реализованного в ИАС по СТС Санкт-Петербурга

№ пп	Планируемый функционал сервиса «Разработка и утверждение Схемы теплоснабжения» на базе ЕЦП «ГосТех»	Наличие и работоспособность функционала в ИАС по Схеме теплоснабжения	
		Наличие	Описание [7]
1	Обеспечение автоматизации сбора информации к проекту схемы теплоснабжения	Да	Инструменты загрузки и структурирования исходных данных (паспорты источников, сведения о сетях, потребителях). Поддерживается валидация и привязка информации к пространственным объектам в ГИС
3	Обеспечение автоматизации сбора замечаний и предложений к проекту схемы теплоснабжения	Да	Возможность централизованного сбора, хранения и систематизации предложений от органов власти, теплоснабжающих организаций и прочих сторон через единый интерфейс
4	Формирование шаблонных интерактивных документов	Да	Формирование отчетных форм и приложений к схеме теплоснабжения в автоматическом режиме
5	Направление, регистрация, сбор исходных данных, верификации и сопоставления представляемых данных	Да	Подсистема маршрутизации заявок: фиксируется поступление данных от организаций, выполняется проверка их корректности, сопоставление с нормативными и фактическими сведениями в базе данных
6	Методологическая поддержка участников сервиса	Да	Встроенное методическое сопровождение пользователей: инструкции, подсказки, контрольные листы и интеграция с нормативно-справочной базой, что обеспечивает единообразие подходов к подготовке схем
7	Автоматическое формирование графика при поступлении проекта схемы (с возможностью редактирования сотрудниками МЭ)	Да	Модуль календарного планирования, автоматически формирующий график согласования и утверждения схемы.

Жизненный цикл СТС

Жизненный цикл СТС включает необходимость их ежегодной актуализации и приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Жизненный цикл Схем теплоснабжения

Жизненный цикл разработки и реализации схем теплоснабжения имеет ряд особенностей, которые прямо определяют требования к функционалу информационноаналитической системы.

1. На этапе разработки и ежегодной актуализации необходима поддержка сбора и хранения больших массивов исходных данных от органов власти, РСО и городских служб, а также реализация инструментов моделирования сценариев развития теплоснабжения. Это требует наличия функционала интеграции с внешними источниками данных, возможности пространственного анализа, построения прогнозных моделей и последующей визуализации результатов в удобной форме для участников процесса согласования.

2. Для задач экспертизы и утверждения в Минэнерго России ИАС должна обеспечивать подготовку документов в установленном формате, а также контроль сроков прохождения экспертиз (30 дней на публичную экспертизу и 30 дней на специализированную). Важна возможность прозрачного ведения реестра замечаний и предложений, их классификации и последующей отработки. Кроме того, требуется функционал для формирования отчетных и презентационных материалов для очной защиты перед комиссией Минэнерго.

3. Этап мониторинга выполнения решений система должна поддерживать функции контроля реализации утвержденных мероприятий, сопоставления плановых и фактических показателей, а также анализа достигнутых результатов. Это предполагает наличие инструментов сбора статистики, работы с инвестиционными проектами компаний и формирования аналитической отчетности.

4. На этапе формирования предложений для корректировки ИАС должна обеспечивать возможность учета изменений в законодательстве, интеграции новых данных об устойчивом развитии территорий и выявленных проблемах

в теплоснабжении и смежных отраслях. Для этого необходимы функции сценарного анализа, сравнительной оценки альтернативных решений и подготовки обоснованных предложений для последующей корректировки схемы.

Дорожная карта проекта

Дорожная карта проекта приведена на рисунке 2.

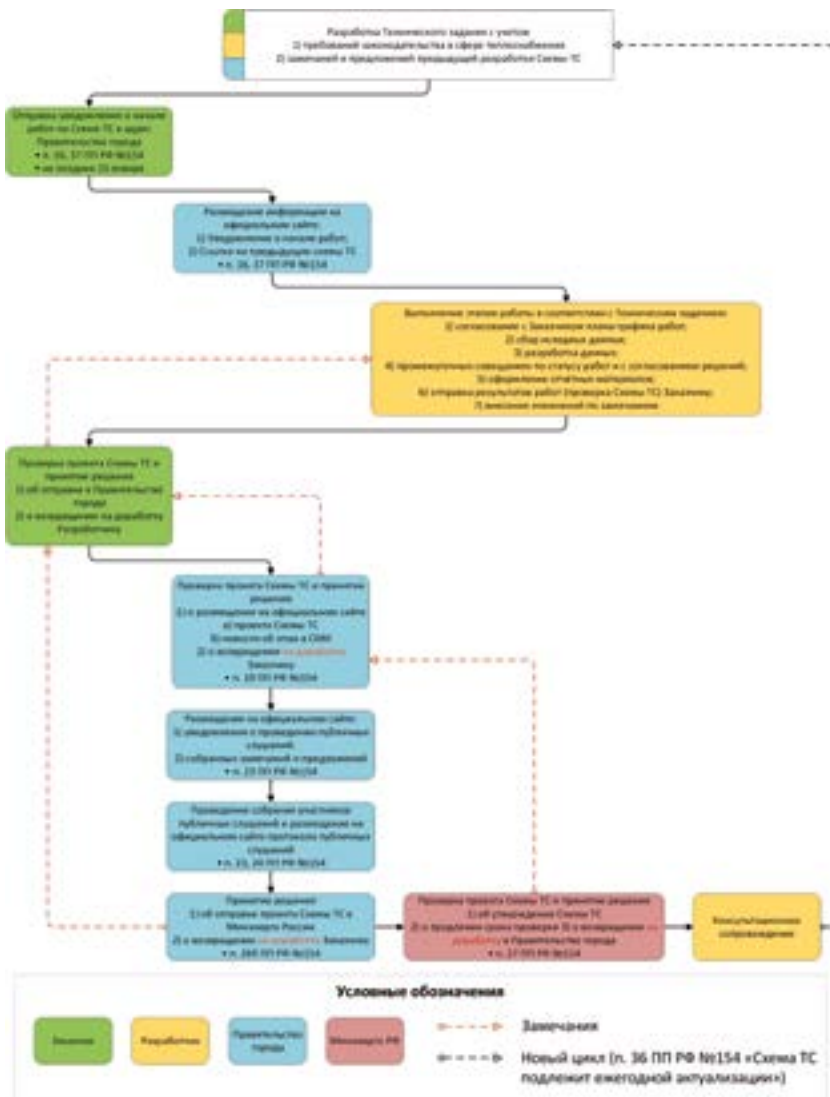


Рисунок 2 – Дорожная карта проекта на примере Схемы теплоснабжения Санкт-Петербурга

Основные участники процесса

В соответствии с [5] координацию разработки Схемы теплоснабжения осуществляет Рабочая группа, в которую входят представители исполнительных органов государственной власти Санкт-Петербурга и Ленинградской области, теплоснабжающих и теплосетевых организаций, генерирующих компаний, ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга», проектных институтов, высших образовательных учреждений и общественных организаций, в том числе Союза промышленников и предпринимателей, Ассоциации промышленных предприятий Санкт-Петербурга. Соответствующий список участников процесса представлен в таблице 2.

Таблица 2

Участники проекта и их роли

Участники	Роли в проекте						
	Лицо принимающее решение	Куратор	Заказчик	Разработчик	Член рабочей группы	Поставщик исходных данных	Контролер
Минэнерго России	+						+
Комитет по энергетике и инженерному обеспечению	+	+			+	+	+
ПАО «ТГК-1»			+		+	+	+
АО «Газпром промгаз»				+	+		
Теплоснабжающие (ТСО) и ресурсоснабжающие (PCO) организации					+	+	+
Правительство Санкт-Петербурга					+	+	+
Федеральные министерства России							+
Юридические и физические лица, участвующие в публичных обсуждениях проекта СТС							+

Описание этапов

Схема процесса разработки Схемы теплоснабжения представлена на рисунке 3.

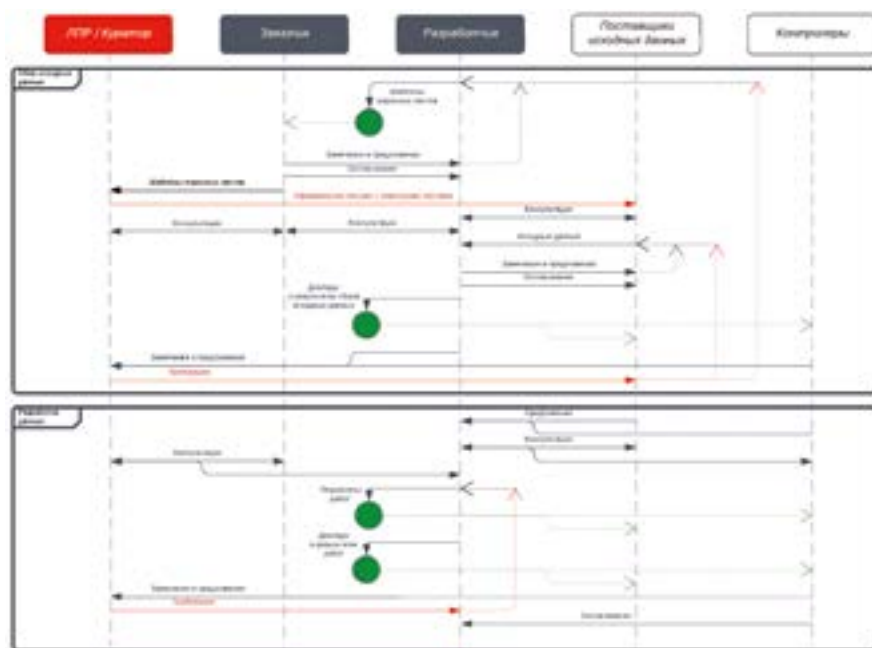


Рисунок 3 – Процесс разработки Схемы теплоснабжения

Описание процесса:

1. Началом выполнения работ является подготовка Разработчиком и направление в адрес Заказчика шаблонов опросных листов со списками требуемых данных для выполнения работ и табличных форм для заполнения. Документы формируются отдельно для каждого типового Участника проекта (на одну организацию отдельно или на несколько однотипных организаций).

2. Заказчик, проверив полученные шаблоны опросных листов на полноту и корректность в соответствии с требованиями Технического задания, направляет в адрес разработчика замечания и предложения к опросным листам, и Разработчик вносит изменения по замечаниям и предложениям Заказчика и повторно направляет их ему на согласование. Корректировка производится до момента получения согласования от Заказчика.

3. Куратор формирует и отправляет письма на официальном бланке организации в адрес каждого Поставщика исходных данных:

а. Рассылка осуществляется персонально на одну компанию или одним письмом нескольким адресатам по списку рассылки.

б. В письмах указываются контакты Разработчика для получения консультации по подготовке исходных данных.

с. Требования Куратора являются обязательными для всех Поставщиков исходных данных.

4. Поставщики исходных данных формируют необходимый объем исходных данных и отправляют их в адрес Разработчика. Данные передаются в виде файлов разных форматов (офисные документы и таблицы, растровые файлы, геоинформационные слои и др.). При необходимости, Поставщики исходных данных обращаются в адрес Разработчика за консультациями.

5. Разработчик, проверив полученные исходные данные на полноту и корректность в соответствии с опросными листами направляет в адрес Поставщиков исходных данных замечания и предложения.

6. Поставщики исходных данных вносят изменения по замечаниям и предложениям Разработчика и повторно направляет их ему на согласование. Корректировка производится до момента получения согласования от Разработчика.

7. Разработчик формирует и докладывает презентационные материалы со сводными результатами сбора исходных данных на совещании Рабочей группы проекта. В докладе выделяются вопросы:

а. Качества предоставления исходных данных отдельно самыми крупными организациями (около 10 организаций) и всеми остальными организациями.

б. Перечень организаций, не предоставивших или предоставивших исходные данные не в полном объеме.

с. Предложения к Протоколу совещания для повышения качества сбора исходных данных.

8. Замечания и предложения Разработчика и Контролеров включаются в Протокол совещания Рабочей группы и утверждаются Куратором.

9. Сбор исходных данных и доклады со сводными результатами сбора исходных данных осуществляются до момента максимально предельного исполнения требований всеми участниками проекта.

10. Разработка данных проекта начинается до завершения сбора исходных данных по мере получения минимально достаточного объема исходных данных. Результаты работ периодически обсуждаются Разработчиком с отдельными Поставщиками исходных данных, Заказчиком и Куратором.

11. Доклады о результатах работ периодически презентуются на совещаниях Рабочей группы. Замечания и предложения включаются в Протокол совещания, который рассылается всем участникам проекта. Замечания и предложения к результатам работ включаются в Протокол совещания Рабочей группы и утверждаются Куратором.

12. Корректировка данных осуществляется до момента максимально предельного исполнения Разработчиком требований Технического задания, с учетом согласований всех участников проекта.

13. Окончанием работ является совещание в Минэнерго России, где докладывается о результатах работ и проводится голосование экспертов. В случае принятия решения о необходимости доработки результаты работ перерабатываются начиная с п.1 настоящего описания, ограничиваясь объемом полученных Замечаний и предложений от экспертов.

Описание автоматизируемых процессов

1. Сбор исходных данных

Перечень автоматизируемых процессов по сбору исходных данных приведен в таблице 3.

Таблица 3

Автоматизируемые процессы на этапе сбора исходных данных

№ пп	Наименование процесса	Как реализуется в настоящее время	Эффект от автоматизации
1	Сбор данных в интерактивные формы	Составляются файлы DOCX со списками требуемых данных и рассылаются в организации	Сокращение времени: - на подготовку списков; - на рассылку официальных писем
2	Группировка данных в процессе сбора исходных данных в тематические разделы с разграничением прав доступа	Хранение файлов в каталогах на файловом сервере	Сокращение времени на поиск данных. Снижение риска потери данных.
3	Визуализация прогресса сбора исходных данных	Составление презентаций PPTX	Сокращение времени: - на подготовку сводных данных для слайдов; - на проведение совещаний с докладами по статусу сбора исходных данных
4	Работа по замечаниям и предложениям к данным	Составляются файлы DOCX с замечаниями и предложениями и рассылаются в организации	Сокращение времени: - на подготовку замечаний и предложений; - на рассылку официальных писем

2. Разработка данных

Перечень автоматизируемых процессов по разработке данных приведен в таблице 4.

3. Компоненты системы пространственных данных

Назначение: обеспечить единый контур хранения, обработки и публикации пространственных и табличных данных СТС, поддерживающий сценарный анализ, отчётность и процедуры экспертизы/утверждения.

Состав (логические компоненты):

1) **Источники данных.** Нормативно-справочные сведения (КЛАДР/ФИАС), реестры РСО/ТСО, паспорта источников и сетей, адресный и кадастровый план, результаты обследований, данные мониторинга (при наличии), GIS-модели систем для точных атрибутов и характеристик.

Таблица 4

Автоматизируемые процессы на этапе разработки данных

№ пп	Наименование процесса	Как реализуется в настоящее время	Эффект от автоматизации
1	Создание и редактирование данных на картах	Специалисты с квалификацией в области ГИС работают в специальном программном обеспечении	Повышение доступности специфических форматов данных большому кругу участников проекта. Снижение времени на выполнение задач на картах за счет увеличения количества пользователей ГИС
2	Расчеты и пространственный анализ данных		
3	Визуализация данных на картах		
4	Группировка данных по мере готовности в тематические разделы с разграничением прав доступа	Хранение файлов в каталогах на файловом сервере	Сокращение времени на поиск данных. Снижение риска потери данных.
5	Создание интерактивных отчетов из данных	Подготовка материалов со статическими, не обновляемыми данными: справки DOCX, презентации PPTX	Снижение времени на подготовку периодически обновляемых данных. Повышение оперативности принятия решений за счет своевременного доступа к актуальным данным
6	Работа по замечаниям и предложениям к данным	Составляются файлы DOCX с замечаниями и предложениями и рассылаются в организации	Сокращение времени: - на подготовку замечаний и предложений; - на рассылку официальных писем

2) **Обмен данными.** Загрузка, очистка, сопоставление, валидация, геокодирование; послойное формирование наборов и протоколирование изменений.

3) **Хранилище.** Пространственная БД с моделью объектов «источник – сеть – потребитель – зона теплоснабжения».

4) **ГИС-сервер.** Публикация слоёв и стилей.

5) **Аналитика и расчёты.** Инструменты сценарного моделирования развития, расчёты показателей, наборы данных для отчётности; поддержка мониторинга исполнения решений СТС.

6) **Пользовательский интерфейс.** Веб-формы для сбора исходных данных, сводные панели, модуль замечаний и предложений с трекингом статусов, генерация шаблонных документов (отчёты, приложения).

Интеграция с BIM-моделями. Для объектов капитального строительства возможно предусматривать импорт параметров из информационных

моделей и сопоставление с GISобъектами (локации, техпараметры), что сократит дублирование ввода и повысит точность [1].

В качестве примера в строительной сфере можно представить план реализации проекта с использованием информационного моделирования на реальном объекте капитального строительства. В структуре документа указываются планирование и организация эффективной работы коллектива участников проекта на всех этапах проекта, этапы и инструкции создания, организации и контроля информационной модели.

Как правило, документ содержит в себе:

- информацию о проекте;
- перечень ответственных лиц на данном проекте;
- обязанности и полномочия ответственных лиц;
- план-график этапов проекта;
- стратегию разделения моделей;
- описание организации совместной работы;
- описание правил наименования файлов;
- описание построения отдельных (сложных) элементов;
- описание не моделируемых элементов и способа передачи информации

в модели о таких элементах;

- требования проработки элементов модели в соответствии с классификатором элементов модели, на основе настоящего документа и для каждой стадии проекта;

- требования к составу и форматам выдачи результатов проекта;
- требования к регламентам проверки ТИМ-моделей;
- описание и способы назначения классификаторов.

Указанные элементы по своему содержанию, соответствию нормативно-правовым актам и прочим внутренним документам проектов, требованиям к информационным моделям соотносятся с условиями и этапами создания информационных моделей в ИАС, таким образом, они могут быть использованы и интегрированы при расширении автоматизированной системы проектирования и планирования СТС, возможно рациональное заимствование опыта BIMинжиниринга в теплоэнергетической отрасли.

Возможности и перспективы оптимизации процессов разработки СТС:

1. Единый контур данных позволяет оперативно моделировать варианты развития и фиксировать исполнение решений, включая публичную часть (слушания), а также специализированную экспертизу.

2. Использование отечественных компонентов и готовых решений сокращает сроки внедрения и риски, позволяя делать акцент на повторное использование данных и автоматическую генерацию отчётов.

3. Публичная визуализация данных повышает прозрачность обсуждений и качество обратной связи.

4. Потенциальная интеграция ГИС и BIM повышает качество исходных данных и снижает трудоёмкость подготовки обосновывающих материалов.

Заключение

1. Процесс разработки и внедрения ПО трудоемок, продолжителен, а неправильно выбранный путь может, наоборот, не упростить, а усложнить разработку СТС.

2. В реестре российского ПО имеются готовые решения, на основе интеграции которых может быть создана цифровая экосистема по теплоснабжению и следует учитывать требования Приказа Минцифры России от 18.01.2023 № 21, который рекомендует использовать готовое ПО из единого реестра российского ПО, и при наличии готового ПО не рекомендует осуществлять новую собственную разработку аналогичного по своей функциональности ПО, замещающего существующие на рынке российские программные продукты.

3. ИАС по СТС Санкт-Петербурга, разработана на базе российского ПО, до 90% соответствует потребностям отрасли, обладает широкими интеграционными способностями, и во взаимодействии с другим ПО готова к масштабированию в сравнительно быстрые сроки.

4. Рекомендуется внедрить единый сценарный контур с привязкой к ГИС-Собъектам и регламентами экспертизы/слушаний, что ускорит согласования и снизит число итераций доработок.

5. Для повышения качества исходных данных целесообразно наладить обмен с информационными моделями объектов BIM, регистрировать изменения в данных (формирование наборов, протокол правок, сопоставление «план/факт»).

Литература

1. Гиндуллин Н. Ф., Пучкин Д. К., Пивкин М. Ю. Экономика и информационные технологии в строительстве: BIM, ГИС и искусственный интеллект // *Human Progress*, 2024, Т.10, Вып.12. DOI: 10.46320/2073-4506-2024-12a-27.
2. Градостроительный кодекс РФ, ст. 57.5 «Информационная модель объекта капитального строительства». (КонсультантПлюс).
3. Мицкевич Ф. В. Новые подходы к утверждению и актуализации схем теплоснабжения // *Новости теплоснабжения*. 2025 № 1 (239), с.9-11.
4. Пузаков В. С. Варианты разработки системы мониторинга Схем теплоснабжения городов. 2025 № 1 (239), с.12-25.
5. Уведомление о начале актуализации Схемы теплоснабжения Санкт-Петербурга на 2024 год. Официальный сайт комитета по энергетике и инженерному обеспечению С-Пб [Электронный ресурс] URL: <https://www.gov.spb.ru/gov/otrasl/ingen/news/251473/>.
6. *Стартап: Настольная книга основателя* / Стив Бланк, Боб Дорф; Пер. с англ. – М.: Альпина Паблшер, 2019.
7. *Datrics. Руководство пользователя* / ООО «КОДИНГ». – СПб., 2022. – 160 с.
8. ISO/IEC TR 19759:2015 *Software Engineering – Guide to the software engineering body of knowledge (SWEBOK)* [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iso.org/standard/67604.html>.

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ПРИ ГАЗОСНАБЖЕНИИ

Жильцов П.А., инженер отдела нормативного обеспечения развития газоснабжения и газификации научно-технического центра «Магистральный транспорт газа»,
АО «Газпром промгаз»

Актуальный уровень эффективности использования энергии

Прямо сейчас важнейшую роль в топливной, электроэнергетической, металлургической, химической и газовой отраслях промышленности занимает повышение эффективности использования энергии. Данная тенденция связана с технологическими процессами, неотъемлемой частью которых значится потребность в больших количествах энергии, а также в рациональном подходе использования ограниченно доступных ресурсов.

Топливная промышленность, которая основана на добыче, обогащении, переработке и потреблении жидкого, твёрдого и газообразного топлива, нуждается в рациональном использовании ресурсов: угля, нефти и природного газа.

Электроэнергетическая промышленность включает в себя тепловую, атомную, альтернативную энергетики и гидроэнергетику. В частности, тепловая энергетика предполагает повышенный запрос на органическое топливо: уголь, мазут и газ.

Металлургическая промышленность включает в себя чёрную и цветную металлургию. Производства, сосредоточенные на чёрной и цветной металлургиях, потребляют большое количество топливно-энергетических ресурсов.

Химическая промышленность задействует в переработке нефть, природный газ, уголь и другие ресурсы, которые так же исчерпаемы. Данные ресурсы необходимы для процессов органического синтеза и производств соответствующей направленности.

В газовой промышленности все процессы связаны с природным газом, а именно добыча, переработка, транспортировка и потребление. Под природным газом подразумевается смесь углеводородов, то есть метан с небольшой примесью других газов. Естественно природный газ не бесконечен и запасов должно хватить на 50-60 лет при нынешнем потреблении.

В наши дни существует множество способов применения вторичных и возобновляемых ресурсов. В газовой промышленности энергетические ресурсы применяются вторично при транспортировке газа, при переработке углеводородного сырья и в теплоснабжении. Утилизация вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) позволяет снизить потребление первичных энерго-ресурсов, а также повысить эффективность производства.

Транспортировка газа включает в себя утилизацию тепла уходящих газотурбинных установок (ГТУ) на компрессорную станцию (КС). Технологические процессы транспортировки газа сопровождаются потерями тепла от уходящих газов, достигающих температуры 400–500°C. Эти тепловые потери могут быть эффективно использованы в специальных установках для генерации электроэнергии. Полученная таким образом электроэнергия

направляется на нужды самих компрессорных станций (КС) или передается другим промышленным и гражданским потребителям в непосредственной близости. Реализуется схема подогрева холодного топливного газа, основанная на использовании располагаемой энергии избыточного давления топливного газа и части потока транспортируемого газа после его сжатия на компрессорных станциях магистральных газопроводов.

Переработка газа включает в себя применение энергии перепада давления на установках комплексной подготовки газа для производства сжиженного природного газа. Для повышения эффективности на газоконденсатных месторождениях энергия перепада давления преобразуется в механическую работу в детандерах. В процессе адиабатного расширения газа детандера не только обеспечивают более существенное охлаждение, чем дросселирование, но и позволяют вернуть часть энергии в виде полезной работы, повышая общую экономичность процесса.

В теплоснабжении происходит утилизация тепла отходящих газов промышленных печей и установок. Процесс начинается с направления отходящих газов в теплообменник. Там происходит теплообмен: газы передают свою энергию теплоносителю (воде или воздуху). Полученный нагретый теплоноситель затем подается в систему отопления для поддержания комфортной температуры. Отходящие газы проходят через теплообменник, где их тепловая энергия переносится на воду или воздух. Этот нагретый теплоноситель далее используется для обеспечения работы системы отопления. Также применяется вторичные пары и горячая вода. В процессе работы систем отопления и горячего водоснабжения, вторичный пар и горячая вода, которые могли бы быть потеряны (сброшены в атмосферу или канализацию), перенаправляются в теплообменник. В этом устройстве происходит передача их тепловой энергии воде, циркулирующей в контурах отопления и горячего водоснабжения.

Эффективность использования энергии и технологий при транспортировке газа по магистральным трубопроводам

Существуют несколько способов энерготехнологической эффективности, которые описаны в патентах на изобретения. Данные методы можно предложить в качестве повышения эффективности магистрального транспорта газа.

Изобретение RU2700756C2, относящееся к энергосберегающим технологиям магистрального транспорта газа, представляет собой определенную модель. Для магистрального газопровода в блоке расчета параметров регулирования создается модель основного участка, который включает головную компрессорную станцию, линейную компрессорную станцию и линейный участок газопровода. В соответствии с заданным алгоритмом вычисляется эквивалентная длина линейного участка, а также определяется внутренняя энергия газа, сжатого в этом участке. Для головной компрессорной станции составляется энергетический баланс, который учитывает общие энергетические затраты, необходимые для транспортировки газа с заданными проектными параметрами. Эти параметры включают мощность сжатия газа в компрессорах и мощность охлаждения газа и масла для поддержания температурных режимов на входе в линейный участок и в системе смазки компрес-

соров. Энергетические затраты, рассчитанные для головной компрессорной станции, сопоставляются с внутренней энергией газа в линейном участке. Для основного участка газопровода по заданному алгоритму определяются параметры, характеризующие энергетическую эффективность магистрального газового транспорта, включая удельное сопротивление потерь энергии в линейном участке. Значения этих показателей используются в качестве критериев для оценки энергетической эффективности как действующих, так и проектируемых магистральных газопроводов. Показатели энергетической эффективности линейного участка и компрессорной станции, разработанные в системе автоматического управления, служат параметрическими критериями для интегральной оценки энергетической эффективности магистрального газового транспорта и автоматизации режимов работы газопровода. Технический результат представляет собой повышение энерготехнологической эффективности магистрального транспорта газа.

Следующее изобретение RU2476761C2 относится к сфере газовой промышленности и может быть использовано для эффективной транспортировки газа по магистральным газопроводам, а также в электротехнической промышленности для передачи электроэнергии. Технология транспортировки газа предусматривает его предварительную подготовку, включающую осушку, очистку и сжатие с последующей подачей в трубопровод. Для обеспечения высокой скорости потока газа в трубопроводе устанавливаются вентиляторы, расположенные на определенном расстоянии друг от друга. Питание этих вентиляторов осуществляется от токоведущих проводов, которые прокладываются внутри трубопровода, подвешиваясь на изоляторах. Устройство для транспортировки газа собирается из стандартных участков трубопровода. Внутри каждого участка размещаются вентиляторы, а токоведущие провода прокладываются непосредственно в канале рабочего колеса каждого вентилятора, надежно закрепленные изоляторами. Главное преимущество данного изобретения заключается в существенном снижении энергозатрат.

Патент RU95788U1 предлагает усовершенствованную систему энергосбережения для компрессорных станций, обслуживающих магистральные нефтепроводы и газопроводы. Система включает в себя стандартные элементы: магистральный и отводной каналы, а также компрессорный агрегат, подключенный к магистральному каналу. Дополнительно в систему интегрирована нефте-газотурбинная установка. Она состоит из камеры сгорания, которая связана с теплоотводящим каналом и турбиной. Турбина, в свою очередь, через специальный теплоотводящий канал передает тепло паросиловой установке. Паросиловая установка состоит из котла-утилизатора, который использует тепло от турбины, и паровой турбины, соединенной с котлом паропроводом. Инновация системы заключается в следующем: вал паровой турбины соединен с приводным валом компрессорного агрегата с помощью управляемой сцепной муфты. Это позволяет регулировать передачу мощности. Для точного контроля скорости вращения на валу паровой турбины и на приводном валу компрессорного агрегата установлены тахогенераторы. Эти приборы передают данные о скорости вращения в блок управления. Блок управления, получая эту информацию, способен дистанционно управлять сцепной муфтой, оптимизируя работу всей системы.

Анализ представленных патентов показывает три различных подхода к повышению энергетической эффективности магистрального транспорта газа, однако их практическая применимость и потенциал для внедрения в реальную жизнь существенно различаются. Патент RU2476761C2 предлагает способ транспортировки газа, основанный на поддержании оптимального соотношения между давлением на выходе предыдущего и на входе последующего участка газопровода, что позволяет снизить энергозатраты на перекачку за счет более точного управления режимами работы компрессорных станций; ключевая идея здесь — алгоритмическое улучшение процесса управления без кардинального изменения самой инфраструктуры. Патент RU95788U1 фокусируется на более узкой, но критически важной задаче — энергосбережении непосредственно на компрессорных станциях. Он описывает систему, использующую тепло уходящих газов газотурбинных установок (ГТУ) для подогрева топливного газа перед его сжиганием, а также для технологических нужд самой станции (отопление помещений, подогрев масла), что повышает КПД станции и снижает собственный расход топлива. Наиболее комплексным и амбициозным является патент RU2700756C2, который претендует на создание целостной системы обеспечения энерготехнологической эффективности; его суть заключается в непрерывном мониторинге множества параметров (давление, температура, расход, состав газа, мощность привода и т.д.), их анализе с помощью математической модели для расчета интегрального показателя эффективности и последующей автоматической корректировке режимов работы всего трубопровода для достижения наивысшей эффективности, то есть это попытка создать «цифровой двойник» газопровода для оптимизации в реальном времени.

Сравнивая эти решения, можно выделить несколько ключевых аспектов: по масштабу воздействия патент RU2700756C2 является самым глобальным, так как цель — оптимизация всей транспортной системы, в то время как RU2476761C2 улучшает управление гидравлическим режимом, а RU95788U1 решает локальную задачу на объекте генерации энергии; по технологической сложности и стоимости внедрения наиболее сложным и дорогим будет внедрение системы из RU2700756C2, требующее развертывания огромного количества датчиков, создания точных математических моделей и мощных вычислительных систем для обработки больших данных, тогда как система утилизации тепла по RU95788U1 является достаточно стандартным инженерным решением (теплообменники, система трубопроводов), а алгоритм из RU2476761C2 может быть внедрен в рамках модернизации существующих систем АСУ ТП. По универсальности патент RU95788U1 применим практически к любой компрессорной станции с ГТУ, независимо от конфигурации всего газопровода, в то время как эффективность двух других патентов сильно зависит от конкретной конфигурации сети, длины трубопровода и количества станций.

Вывод о наиболее применимом в жизни патенте однозначно склоняется в пользу RU95788U1 — системы энергосбережения на компрессорных станциях. Это решение является технологически зрелым, относительно простым для реализации и окупаемым, оно не требует перестройки всей системы управления трубопроводом и может быть внедрено точно на конкретных объектах

с быстрым получением реального экономического эффекта за счет снижения расхода дорогостоящего топлива. Подобные системы утилизации тепла уходящих газов уже широко используются в мировой практике, что подтверждает их жизнеспособность. В то же время патент RU2476761C2, хотя и является практичным, представляет собой скорее эволюционное улучшение алгоритмов управления, которые постепенно внедряются в современных АСУ ТП. Наименее применимым в краткосрочной перспективе выглядит комплексный подход RU2700756C2 — несмотря на его теоретическую максимальную эффективность, он сталкивается с колоссальными трудностями внедрения: стоимость, необходимость абсолютной цифровизации всего объекта, сложность создания адекватных моделей и главное, — огромные риски, связанные с передачей управления полностью автоматической системе в столь критической для экономики инфраструктуре, как магистральный газопровод.

Таким образом, хотя будущее за интеллектуальными системами, подобными описанной в RU2700756C2, сегодня наиболее реализуемым и применимым является простое, надежное и эффективное решение, описанное в патенте RU95788U1.

Перспективы развития магистрального транспорта газа

Перспективы развития эффективности эксплуатации магистрального транспорта газа связаны с комплексной цифровизацией, внедрением новых технологий и материалов, а также оптимизацией управления всем жизненным циклом газотранспортной системы. Ключевым направлением является создание цифровых двойников газопроводов. Эти комплексные динамические модели, питаемые данными в реальном времени с тысяч датчиков, позволяют с высочайшей точностью определять поведение системы, прогнозировать режимы работы, предсказывать возможные аварии и автоматически подбирать наиболее энергоэффективные сценарии работы компрессорных станций и линейной части.

Существенный потенциал кроется в применении новых материалов и технологий строительства. Использование труб с улучшенными антикоррозионными покрытиями, повышенной прочности и пластичности позволяет проектировать газопроводы с более высоким рабочим давлением, что увеличивает пропускную способность без наращивания диаметра трубы. Развитие методов диагностики, таких как интеллектуальные дефектоскопы на основе машинного обучения для анализа данных внутритрубной диагностики, переводит техническое обслуживание от планово-предупредительного к фактическому состоянию, минимизируя простои и затраты.

Важнейшим аспектом остается повышение энергоэффективности компрессорных станций. Это достигается за счет внедрения турбин нового поколения с повышенным КПД, использования газоперекачивающих агрегатов с приводом от электродвигателей с регулируемой частотой вращения, а также реализации систем утилизации тепла выхлопных газов для генерации дополнительной электроэнергии или технологических нужд станции. Активно исследуется возможность применения роторно-лопастных машин вместо традиционных турбонагнетателей на отдельных участках для повышения гибкости регулирования.

Перспективным и стратегическим направлением является адаптация газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водородно-газовых смесей и чистого водорода. Это требует решения задач по материаловедению, изучению воздействия водорода на металлы и полимеры, модернизации и разработки нового компрессорного оборудования, способного работать с новыми видами транспортируемых газов.

Эффективность определяется внедрением интегрированных систем управления предприятием, которые объединяют данные от диспетчеризации, технического обслуживания, экономических и логистических служб. Это позволяет принимать оптимальные управленческие решения не только по критерию минимизации энергозатрат, но и по совокупности факторов, включая стоимость ремонтов, планирование ресурсов и рыночную конъюнктуру.

Таким образом, магистральный транспорт газа движется к становлению высокоавтоматизированной, гибкой, прогнозирующей и максимально ресурсоэффективной интеллектуальной системы.

Литература

1. Аксютин О.Е. Повышение энергетической эффективности магистрального транспорта газа ПАО «Газпром» на основе реализации высокоэффективных технологий утилизации тепловой энергии выхлопных газов газотурбинных установок газоперекачивающих агрегатов /О.Е. Аксютин, А.Г. Иииков, Г.А. Хворов и др., //Газовая промышленность. Спецвыпуск. 2017. № 1 (750). С. 64-69.
2. Михаленко В.А., Савин А.А., Дистанов А.Ю., Лигачев А.В., Алимов С.В., Тарасов В.В. Новые горизонты технического развития газораспределительных станций //Газовая промышленность. - № 5 (800) 2020. - С52-57.
3. Бронников А.Н., Кайдаш А.С., Коноплев Т.Ф., Шаповало А.А., Аверьянов В.К., Блинов А.Н. Резервы повышения эффективности компрессорных станций ГТС России в условиях современного энергоперехода // Наука и техника в газовой промышленности, №3 2022г. С.79-93.
4. Кайдаш А.С. Анализ энергоэффективности и энергетического потенциала компрессорной станции для обеспечения тепловой и электрической энергией ее собственных нужд/ Кайдаш А.С., Коноплев Т.Ф., Назаров И.В., Шаповало А.А., Аверьянов В.К., Блинов А.Н. // Наука и техника в газовой промышленности. 2021. № 4. С. 92-105.
5. Патент RU 2476761 C2. Способ транспортировки газа по магистральному газопроводу и устройство для его осуществления / Крюков П.В., Вильянов И.В., Рябов А.А. Заявл. 17.03.2010. Оpubл. 27.09.2011.
6. Патент RU 2700756 C2. Способ обеспечения энерготехнологической эффективности магистрального транспорта газа / Дубинский О.В., Дубинский В.Г., Житомирский Б.Л., Лопатин А.С., Семченкова О.В., Шотиди К.Х. Заявл. 12.03.2018. Оpubл. 12.09.2019.
7. Патент RU 95788 U1. Система энергосбережения энергоресурсов магистральных нефте/газопроводов на компрессорных станциях / Щуцкий И.В. Заявл. 21.12.209. Оpubл. 10.07.2010.
8. Программа инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 года (утв. решением Совета директоров ПАО «Газпром» от 01.12.2020 № 3513).

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ АРХИТЕКТУРЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С УЧЕТОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

Бабанова И.С., главный специалист отдела разработки схем и программ развития
энергоснабжения «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры»
в Санкт-Петербурге АО «Газпром промгаз», к.т.н.,
Соловьёв С.С., студент, Санкт-Петербургский горный университет

Аннотация

Настоящее исследование выполнено в рамках НИР на тему: «Разработка технических решений по оптимизации архитектуры электроснабжения компрессорных станций с учетом технологического резервирования», первый этап «Анализ проблем электроснабжения электроприёмников газоперекачивающих агрегатов, компрессорных цехов, компрессорных станций ПАО «Газпром» НТЦ «Энергосбережение».

Разработка технических решений по оптимизации архитектуры электроснабжения компрессорных станций с учетом технологического резервирования является актуальным направлением для исследований. Увеличение вероятного ущерба от снижения категории надежности электроснабжения ГПА не компенсирует затраты на строительство и эксплуатацию существующих решений.

Введение

Обеспечение надежности электроснабжения компрессорных станций (КС) является важной задачей для устойчивой работы газотранспортной системы (ГТС). Системы электроснабжения (СЭС) КС разрабатываются с учетом утвержденных перспективных схем развития энергосистем в регионе расположения объектов. Для обеспечения нормальной работы КС требуется создание СЭС, реализующих заданный уровень надежности электроснабжения потребителей, и в первую очередь газоперекачивающих агрегатов (ГПА). В [1]-[3] содержатся основные требования и нормы технологического проектирования, в которых определены основные требования к построению СЭС КС.

Проведенные до настоящего времени исследования показали, что нагрузка трансформаторных подстанций и КТП с учетом обеспечения всех видов резервирования и применения при проектировании завышенных коэффициентов использования нагрузки и коэффициентов спроса технологических объектов на КС составляет 30–60 %, что приводит к низкой эффективности работы источников и неоправданно высоким затратам на создание СЭС.

Один из способов повышения эффективности капиталовложений в создание СЭС расположенных рядом компрессорных цехов (КЦ) – это разработка и реализация технических решений по построению архитектуры электроснабжения КС с учетом технологического резервирования, оптимизации количества вводов и схем резервирования СЭС. Принимая во внимание развитие систем накопления энергии, а также тот факт, что выбор количества ГПА

выполняется с учетом технологического резервирования, существующие решения представляются избыточными. В дальнейшем в работе предлагается исключить дублирование источников электроснабжения с учетом имеющегося технологического резервирования ГПА и КЦ. Особую роль для анализа существующей архитектуры проектирования ГПА и КС играет оценка показателей надежности как для существующих вариантов рассматриваемых СЭС, так и для предлагаемых вариантов (сокращение дублирующих источников и технологического резервирования ГПА и КЦ).

Методика проведения исследования

Существующая методика обеспечения технологического резервирования ГПА направлена на повышение надежности и бесперебойности работы газотранспортных систем. Для анализа методики обеспечения технологического резервирования необходимо рассмотреть существующие основные документы, регламентирующие резервирование ГПА, а также основные требования и принципы резервирования.

Целью работы является решение вопросов оптимизации систем электроснабжения компрессорных станций за счет сокращения количества источников электроснабжения ГПА.

Новизна исследования заключается в разработке решений по построению оптимизационной архитектуры электроснабжения КС, с учетом технологического резервирования, на основе которой будет скорректирована нормативно-методическая база проектирования систем электроснабжения КС, КЦ, ГПА. Оптимизация количества вводов и схем резервирования систем электроснабжения.

В ходе настоящей работы были поставлены и решены следующие задачи:

1) анализ статистики отказов оборудования КС, КЦ, ГПА, ставших причиной нарушений электроснабжения технологических потребителей систем энергоснабжения производственных объектов ПАО «Газпром»;

2) произведен анализ проблем электроснабжения КС, КЦ, ГПА, статистику выхода из строя трансформаторов КТП, кабельных линий от КТП до НКУ и другого электрооборудования КС за 10-20 лет;

3) анализ технических решений, технических характеристик (род тока, мощность, напряжение и др.) и режимов функционирования электроприёмников КС, КЦ, ГПА;

4) анализ существующей архитектуры проектирования ГПА и КС (со вспомогательным оборудованием) и методику обеспечения технологического резервирования;

5) выполнен технико-экономический анализ существующих вариантов электроснабжения КС, КЦ, ГПА.

Схемы электроснабжения представлялись в виде схем структурно-функциональной целостности (СФЦ) на основе (общего логико-вероятностного моделирования (ОЛВМ) системного анализа. В сравнении с другими структурными методами моделирования надежности и безопасности систем, ОЛВМ реализует все возможности основного аппарата моделирования – алгебры логики в базисе функционально полного набора логических операций («И», «ИЛИ» и «НЕ»).

Расчет показателей надежности СЭС включал следующие этапы:

1) постановка задачи, разработка сценариев возникновения аварийных ситуаций;

2) построение расчетной математической модели (логической, аналитической или статистической) для количественной оценки показателей надежности системы;

3) выполнение расчетов численных значений показателей надежности системы и интерпретация результатов для обоснования выбора схемных и управленческих решений.

В рамках исследования использовались методы математического моделирования, статистический анализ, методы экспертного анализа, логико-вероятностный метод моделирования.

Результаты исследований

Анализ существующих технических решений, технических характеристик и режимов функционирования электроприёмников КС, КЦ, ГПА позволил выявить подробный перечень ЭП, входящих в состав типовых ГПА и их основные характеристики для ГПА-16, ГПА-25, ГПА-32. Рассмотрена структура электропотребления для рассматриваемых ГПА и процентное распределение в зависимости от категории надежности электроснабжения и напряжения. Рассмотрены основные режимы работы ЭП ГПА, получены значения мощности рассматриваемых ГПА для различных режимов функционирования.

При анализе существующей архитектуры проектирования ГПА и КС (со вспомогательным оборудованием) с учетом технологического резервирования КС и ГТС были проанализированы: существующие главные схемы электроснабжения КС, методики обеспечения технологического резервирования. Предложен вариант оптимизации архитектуры оборудования за счет сокращения дублирующих источников и технологического резервирования ГПА и КЦ, приведены примеры структурных схем предлагаемых вариантов решений.

В ходе выполнения первого и второго этапа был выполнен проектный расчет надежности для существующих вариантов СЭС (внешнее электроснабжение (от сетей энергосистемы), автономное электроснабжение (без связи с энергосистемой, ЭСН), смешанное электроснабжение (от ЭСН со связью с энергосистемой)) и предлагаемым вариантам, представленным на рисунке 1 и в таблице 1.

В ходе выполнения технико-экономического анализа существующих вариантов электроснабжения КС, КЦ, ГПА был выполнен проектный расчет надежности для девяти схем, включающий моделирование по существующим (питание по внешней сети, без связи с энергосистемой (ЭСН), смешанный вариант) и предлагаемым схемам функциональной целостности электроснабжения компрессорной станции (сокращение дублирующих источников и технологического резервирования). Проведенный сравнительный анализ вариантов моделирования (время работы 8760 ч (1год) / 219 000 ч (25 лет)) позволил сформировать рейтинг схем по достижению показателей надежности (вероятность безотказной работы/ коэффициент готовности).

Таблица 1

Существующие и предлагаемые варианты схем СЭС

№ п/п		Источник электроснабжения и характеристика структуры СЭС КС	Примечания
1	Внешняя сеть	питание НКУ ГПА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ГПА; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ	существующая
2		питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ	предлагаемая
3		питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩПТ / СПТ для оборудования ГПА	предлагаемая
4	ЭСН	питание НКУ ГПА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ГПА; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ	существующая
5		питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ	предлагаемая
6		питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩПТ / СПТ для оборудования ГПА	предлагаемая
7	Смешанная схема	питание НКУ ГПА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ГПА; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ	существующая
8		питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ	предлагаемая
9		питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩПТ / СПТ для оборудования ГПА	предлагаемая

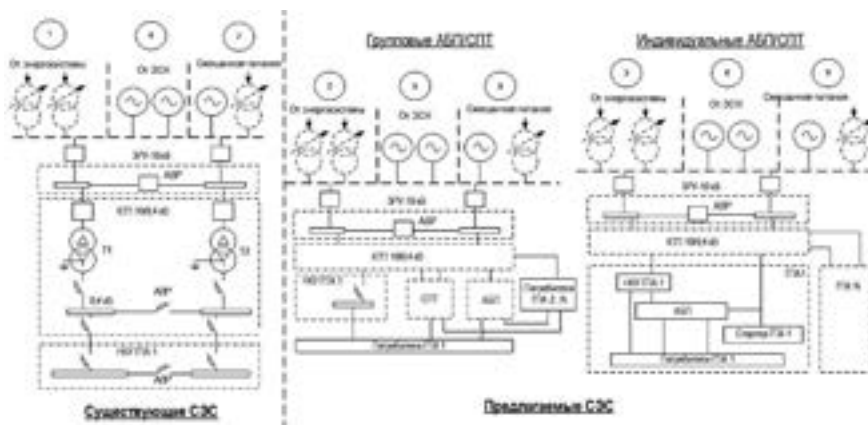


Рисунок 1 - Существующие и предлагаемые варианты схем СЭС

Представленное технико-экономическое сравнение вариантов вариативной части СЭС для ГПА-16, ГПА-25 и ГПА-32 КЦ КС ПАО «Газпром» для девяти вариантов расчетов статических приведенных затрат, позволило сделать следующие выводы:

– наименее затратными являются предлагаемые варианты СЭС в сравнении с существующими для:

1) внешнего ЭС- вариант №2 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ);

2) ЭСН - вариант №5 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ);

3) смешанной схемы – вариант №8 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ);

Представленный анализ вариантов сравнения расчета по показателям надежности позволил сделать следующий вывод (рис.3):

- с позиции оценки надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности системы) для существующих вариантов схем наблюдается следующее распределение по надежности в порядке убывания для:

ЭСН – вариант №4 (питание НКУ ГПА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ГПА; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ);

смешанной схемы – вариант №7 (питание НКУ ГПА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ГПА; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ);

внешней сети – вариант №1 (питание НКУ ГПА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ГПА; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ);

с позиции оценки надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности системы) для предлагаемых вариантов схем наблюдается следующее распределение по надежности в порядке убывания для:

- ЭСН – вариант №5 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ) и вариант №6 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩПТ / СПТ для оборудования ГПА);

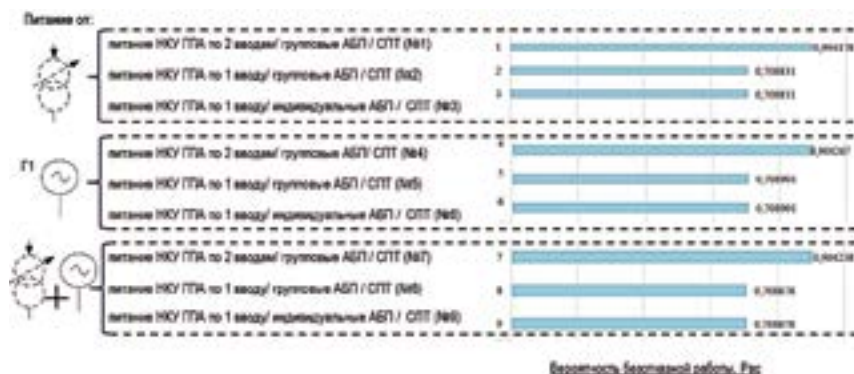


Рисунок 2 – Оценка показателей надежности, где цифрами обозначены варианты:
 №1-3-внешняя сеть; №4-6-ЭСН; №7-9- смешанная схема

- смешанной схемы – вариант №8 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ) и вариант №9 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩПТ / СПТ для оборудования ГПА);

- внешней сети – вариант №2 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ) и вариант №3 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩПТ / СПТ для оборудования ГПА).

Обсуждение результатов

В таблице 2 представлен сравнительный анализ существующих (№1, №4, №7) и предлагаемых решений (№2, №3, №5, №6, №8, №9). На основании данного анализа можно сделать следующие выводы по принятию технических решений по оптимизации архитектуры ЭС КС для следующих вариантов: №2, №5, №8 – предлагаемое оптимальное решение; №3, №6, №9 – возможное к применению при соответствующем обосновании.

Дополнительно в рамках работы выполнен экономический анализ для следующих результатов расчетов для 27 вариантов по показателям:

- LCC (Life Cycle Cost) – стоимость жизненного цикла;
- LCOE (Levelized Cost of electricity) – нормированная себестоимость электроэнергии;

- LCOB (Levelized Cost of Balancing) – оценка выравненной удельной стоимости энергообеспечения транспорта газа (по проектной оценке расхода).

Эти показатели можно применить к расчетам различных вариантов схем электроснабжения КС как от внешней сети, так и от ЭСН. В рамках работы была произведена оценка LCC, LCOE, LCOB для структурных схем СЭС от источника ЭС до точки питания ГПА КЦ КС. Наименее затратными вариантами вариативной части СЭС для ГПА-16, ГПА-25, ГПА-32 из рассмотренных по LCC, LCOE, LCOB являются:

– для внешней сети (варианты №№ 2, 11, 20 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ));

– для ЭСН (варианты №№ 5, 14, 23 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ));

– для смешанной схемы (варианты №№ 8, 17, 26 (питание НКУ ГПА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩПТ / СПТ в КЦ)).

Показатель LCOB находится в следующем диапазоне: от 0,29 до 0,34 руб./м³ для существующих и предлагаемых вариантов СЭС КС (для ГПА-16, ГПА-25, ГПА-32).

Выводы

Выполнен анализ статистики отказов оборудования КС, КЦ, ГПА, ставших причиной нарушений электроснабжения технологических потребителей систем энергоснабжения производственных объектов ПАО «Газпром» позволяет сделать вывод о целесообразности рассмотрения предлагаемых технических решений по оптимизации архитектуры электроснабжения компрессорных станций с учетом технологического резервирования, а также технико-экономической оценки существующих и предлагаемых решений.

Таблица 2
Сравнительный анализ существующих и предлагаемых решений (блок надежности и экономики на примере ПТА-1б)

№ п/п	Источник электроснабжения и характеристика структуры СЭС КС	Примечания	Экономический блок		Блок по надежности		Принятие технических решений по оптимизации архитектуры ЭС КС
			Статические приведенные затраты по варианту, млн руб	Вероятность безотказной работы, Рвс	Коэффициент готовности системы, Кгс		
1	Внешняя сеть	питание НКУ ПТА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ПТА; групповые ЩИТ / СТП в КЦ	существующая	24,279	0,904178051	0,999942507	Существующее решение
2		питание НКУ ПТА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩИТ / СТП в КЦ	предлагаемая	20,147	0,708831054	0,999867092	Предлагаемое оптимальное решение
3		питание НКУ ПТА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩИТ / СТП для оборудования ПТА	предлагаемая	20,964	0,708831054	0,999867092	Возможное к применению при соответствующем обосновании
4	ЭСН	питание НКУ ПТА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ПТА; групповые ЩИТ / СТП в КЦ	существующая	24,279	0,904267291	0,999942551	Существующее решение
5		питание НКУ ПТА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩИТ / СТП в КЦ	предлагаемая	20,147	0,708901014	0,999867136	Предлагаемое оптимальное решение
6		питание НКУ ПТА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩИТ / СТП для оборудования ПТА	предлагаемая	20,964	0,708901014	0,999867136	Возможное к применению при соответствующем обосновании
7	Смешанная схема	питание НКУ ПТА по 2 вводам от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП и АВР в НКУ ПТА; групповые ЩИТ / СТП в КЦ	существующая	24,279	0,904238276	0,999942539	Существующее решение
8		питание НКУ ПТА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; групповые ЩИТ / СТП в КЦ	предлагаемая	20,147	0,708878268	0,999867124	Предлагаемое оптимальное решение
9		питание НКУ ПТА по 1 вводу от РУ-0,4 кВ КТП с АВР в КТП; индивидуальные ЩИТ / СТП для оборудования ПТА (№9)	предлагаемая	20,964	0,708878268	0,999867124	Возможное к применению при соответствующем обосновании

Проведенные исследования являются продолжением работ [4]-[9].

Литература:

1. СТО Газпром 2-6.2-686-2012 Технические требования к построению систем электроснабжения компрессорных станций.
2. СТО Газпром 2-3.5-051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. М.: ИРЦ Газпром, 2006. 196 с.
3. ОСТ 51.136–85. Надежность и экономичность компрессорных станций магистральных газопроводов. Система сбора и обработки информации. Основные положения // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200079981> (дата обращения: 30.08.2024).
4. К вопросу разработки технических решений по оптимизации архитектуры электроснабжения компрессорных станций с учетом технологического резервирования / В. А. Михаленко, А. Н. Бронников, А. А. Шаповало, С.С. Иваницкий [и др.] // Газовая промышленность. – 2023. – № S3(853). – С. 28-33. – EDN RWYVSU.
5. Расчет показателей надежности системы электроснабжения с интегрированной системой накопления энергии / И. С. Токарев, В. Н. Толмачев, С. Н. Кирюхин, С.С. Иваницкий [и др.] // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2024. – № 3. – С. 116-130. – DOI 10.26297/2312-9409.2024.3.12. – EDN VMBGOM.
6. Бабанова, И. С. Оценка рисков при возникновении технологических нарушений предприятий нефтегазового комплекса / И. С. Бабанова // Надежность и безопасность энергетики. – 2023. – Т. 16, № 3. – С. 143-150. – DOI 10.24223/1999-5555-2023-16-3-143-150. – EDN ZSUJVO.
7. Бабанова, И.С. Современное состояние и проблемы надежности систем электроснабжения электротехнических комплексов промышленных предприятий / И. С. Бабанова // Надежность и безопасность энергетики. – 2023. – Т. 16, № 4. – С. 210-219. – DOI 10.24223/1999-5555-2023-16-4-210-219. – EDN XVWAPK.
8. Бабанова, И.С. Разработка и внедрение нейросетевого диагностирования неисправностей электроприводного газоперекачивающего агрегата и прогнозирования электропотребления для управления режимами компрессорных станций газотранспортных систем / И.С. Бабанова. -Текст: непосредственный // Двадцатая вторая Санкт-Петербургская Ассамблея молодых ученых и специалистов: Сборник тезисов – СПб.: Изд-во СПбГУПТД, 2017. – с. 117.
9. Бабанова, И.С. Предиктивная система оценки показателей надежности и энергоэффективности систем электроснабжения электротехнических комплексов на основе оценки рисков при возникновении технологических нарушений предприятий нефтегазового комплекса// Двадцатая шестая Санкт-Петербургская Ассамблея молодых ученых и специалистов: Сборник тезисов – СПб.: Изд-во СПбГУПТД, 2023. – с. 209.
10. Бабанова, И.С. Управление электропотреблением предприятий нефтегазового комплекса с учетом диагностических оценок технического состояния потребителей-регуляторов / Бабанова И. С., Прохорова В. Б., Токарев И. С. - Москва: Горная книга, 2022. - 371 с. : ил., портр., табл., цв. ил.; 22 см.; ISBN 978-5-98672-548-2.

ОПТИМИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ НА ОСНОВЕ ВИЭ

Таничев Д.В., ФГАОУ ВО СПбПУ Петра Великого

В условиях глобального стремления к устойчивому развитию, диверсификации экономики с целью снижения зависимости от ископаемого топлива, декарбонизации энергетики [2], интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в уже существующие и создаваемые электрические сети, повсеместное внедрение и совершенствование АСКУЭ становится необходимым условием для оптимизации энергопотребления [1].

Интерес к АСКУЭ обусловлен необходимостью точного прогнозирования выработки ВИЭ и осуществлением эффективного управления как интеллектуальными электрическими сетями, так и всей энергосистемой. Существующие АСКУЭ ориентированы на традиционную генерацию и неспособны обеспечить эффективное управление энергосистемой с высокой долей ВИЭ, что приводит к снижению надежности электроснабжения и увеличению потерь электроэнергии.

Предложена схема управления электрической сетью с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и системы накопления энергии (СНЭ), позволяющая обеспечить надежное и эффективное управление энергоснабжением за счет совершенствования принципов взаимодействия уровней АСКУЭ между собой с помощью использования модернизированного коммуникационного оборудования [3]. Использование систем накопления электроэнергии позволяет сглаживать пики генерации ВИЭ, обеспечивая электроэнергией потребителей в периоды низкой выработки, а возможность выдачи избыточной энергии в сеть позволяет оптимизировать использование возобновляемых ресурсов и снижать потребность в традиционных источниках. Реализация данных подходов, направленных на оптимизацию управления интеллектуальной энергосистемой, позволит координировать работу всех её элементов.

Литература

1. Таничев Д. В. Принципы создания интеллектуальных электрических сетей с использованием ВИЭ / Д. В. Таничев, В. В. Елистратов // Неделя науки инженерно-строительного института – 2025: Сборник материалов Всероссийской конференции, Санкт-Петербург, 01–04 апреля 2025 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2025. – С. 331–334.
2. Медведев Е. В. Эффекты изменения цен на нефть на российскую экономику: стратегии диверсификации / Е. В. Медведев, Д. В. Таничев // Вестник науки. – 2023. – Т. 5, № 12-1(69). – С. 40–47.
3. Патент на полезную модель № 235599 U1 Российская Федерация, МПК H01Q 9/00, H01Q 21/00. Многодиапазонная мобильная антенна для работы с радиосредствами, поддерживающими технологию ММО: заявл. 13.05.2025; опубл. 11.07.2025 / Д. А. Михеев, Р. В. Егоров, А. К. Болотин [и др.]

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА С УЧЕТОМ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ОЦЕНОК ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА ОСНОВЕ ПРОГНОЗНЫХ МОДЕЛЕЙ И ЛОГИКО- ВЕРОЯТНОСТНЫХ ОЦЕНОК ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Бабанова И.С., главный специалист отдела разработки схем и программ развития энергоснабжения «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры» в Санкт-Петербурге АО «Газпром промгаз», к.т.н.

Аннотация

В соответствии с Энергетической стратегией России до 2050 г. и Постановлением Правительства РФ «Улучшение надежности и качества электроснабжения потребителей электрической энергии за счет внедрения новых технологий и оптимизации деятельности территориальных сетевых организаций» вопросы повышения надежности электроснабжения электротехнических комплексов промышленных предприятий в условиях рыночной экономики приобретают особую значимость.

Для предприятий нефтегазового комплекса основными вопросами в рамках обсуждения стратегий развития является надежное и качественное электроснабжение наиболее ответственных потребителей в условиях рыночной экономики. Этому способствуют постоянные вызовы, с которыми сталкиваются отдельные компании при возникновении вопросов повышения энергоэффективности отдельных процессов добычи, разработки и внедрения мероприятий, направленных на снижение затрат при заданном сохранении объема выпускаемой продукции, снижения времени простоя отдельного оборудования, поиска и устранения коренных причин возникновения технологических нарушений. В настоящей работе обобщены результаты основных направлений исследований по разработке прогнозных моделей электропотребления и оценке технического состояния.

Введение

Эксплуатация энергетического комплекса газотранспортных (ГТП) и нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) в настоящее время характеризуется увеличением энергозатрат и, соответственно, энергетической составляющей себестоимости на добычу и транспортировку природного газа и нефти, что обуславливает необходимость ее снижения и актуализации по выработке основных направлений [1].

В настоящее время в условиях предприятий нефтегазового комплекса вопросы повышения уровня качества электроэнергии, надежности работы, минимизации затрат являются приоритетным фактором обеспечения функционирования и тесно связаны с задачей повышения эффективности электротехнических комплексов (ЭТК). Данным критерием необходимо руководствоваться при комплексном проектировании и рассмотрением эксплуатации

объектов предприятий нефтегазового комплекса. Надежность их систем электроснабжения в большей степени определяется не только параметрами и характеристиками электрооборудования, определяющих их работоспособность, степенью резервирования источников питания, но и рассмотрением вопросов повышения точности прогнозирования, разработки прогнозных моделей по оценке технического состояния и остаточного ресурса, обоснованному выбору потребителей-регуляторов из общего числа потребителей, что способствует снижению эксплуатационных затрат на ремонт и техническое обслуживание, минимизации дополнительных потерь электроэнергии.

Методика проведения исследования

Работа посвящена обоснованию и разработке системы оценки показателей надежности и энергоэффективности промышленных потребителей на основе анализа рисков возникновения технологических нарушений (ТН) в условиях нефтегазовых предприятий на основе логико-вероятностных оценок показателей надежности и моделей прогнозирования. В работе рассмотрены модели в целях управления и прогнозирования режимов электропотребления предприятий, а также оценка технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса электромеханического оборудования на основе искусственной нейронной сети (ИНС) [2]-[4], [6]-[8].

Основные задачи в рамках исследования:

1. Анализ экспертных и количественных методов расследования ТН систем электроснабжения ЭТК предприятий нефтегазового комплекса;
2. Выявление зависимостей электропотребления, включающих оценку составляющих временных рядов для электрических нагрузок, позволяющих оценить ошибку отклонения прогнозируемых показателей от заданного уровня на основе архитектуры и статистических критериев оценки ИНС [1], [5].
3. Выявление зависимостей, позволяющих оценить вероятность проявления неисправностей в ЭТК, ТС и вариации диагностических параметров в процессе эксплуатации. Прогнозирование остаточного ресурса электромеханического оборудования на основе искусственной нейронной сети (прогнозные модели). Анализ существующих способов оценки показателей надежности и энергоэффективности систем электроснабжения ЭТК на основе оценки рисков при возникновении ТН;
4. Разработка вариантов решений оценки показателей надежности и энергоэффективности систем электроснабжения ЭТК предприятий нефтедобычи;
5. Создание и построение моделей структурно-функциональной целостности для расчета показателей надежностей путем оценки рисков при возникновении ТН с последующим моделированием устойчивости сети при отказе нескольких элементов;
6. Исследование и выявление зависимостей рисков для разных стадий эксплуатации электромеханического оборудования на основе анализа потерь от вероятности возникновения дефектов для выбранной подсистемы диагностирования, в том числе ущерба в виде недоборов нефти от вероятностей возникновения ТН для электрических сетей разного уровня напряжения.

В рамках исследования использовались методы математического моделирования, статистический анализ, методы экспертного анализа, логико-вероятностный метод моделирования, теория искусственных нейронных сетей.

Результаты исследований

Основные результаты исследований представлены в монографии [1] и основных работах [2]-[11]. Представим в рамках п.6 из поставленных задач несколько зависимостей.

В ходе анализа изменения ущерба (недобор нефти) от вероятности возникновения ТН и выбранного уровня напряжения были получены следующие результаты:

- суммарный риск для рассматриваемого предприятия и выбранного уровня напряжения составляет $R_i = 402,5$;
- суммарный риск для рассматриваемого предприятия и выбранного уровня напряжения на уровне компании составляет $R_i = 623,8$;
- частота событий (вероятность возникновения) для рассматриваемой группы по напряжению (50%);
- выявленные основные объекты (проблемные): ВЛ, КТП, КТПН, ЗРУ и др.

- проблемные месяца по рискам и нарушениям: май, июнь, декабрь.

Рекомендации при анализе и оценке рисков при возникновении технологических нарушений (6 кВ):

- учитывать проблемные зоны оценки ущерба от вероятности событий/частота возникновения;
- усилить контроль за объектами и причинами ТН в зависимости от вероятности и тяжести последствий (очень высокий 8);
- рассмотреть возможности снижения рисков от низкого уровня (низкий 4) к очень низкому (3) и др.;
- продолжать осуществлять контроль с учетом вероятности возникновения ТН (очень низкий 3) и выявленного ущерба (о.е.) для уровня (невысокий 2) с целью недопущения перехода на следующий уровень (низкий 4) согласно таблице 1;
- продолжать осуществлять контроль с учетом вероятности возникновения ТН (низкий 4) и выявленного ущерба (о.е.) для уровня (умеренный 3) с целью недопущения перехода на следующий уровень (средний 5) согласно таблице 1;
- обратить внимание на повышенный контроль с учетом вероятности возникновения ТН (очень высокий 8) и выявленного ущерба (о.е.) для уровня (сильный 5) с целью недопущения перехода на следующий уровень (очень высокий 9) согласно таблице 1;
- обратить повышенное внимание на риски для выявленных причин-дефект монтажа ($R_i = 249$), гроза ($R_i = 46$) старение оборудования ($R_i = 22$), снижение изоляции ($R_i = 11$), дефект оборудования ($R_i = 9$);
- продолжать контролировать и анализировать другие группы коренных причин ТН на основе полученных значений и графиков с целью снижения перехода на следующий уровень в зависимости как от недобора нефти, так и от вероятности возникновения ТН для выбранного уровня напряжения.

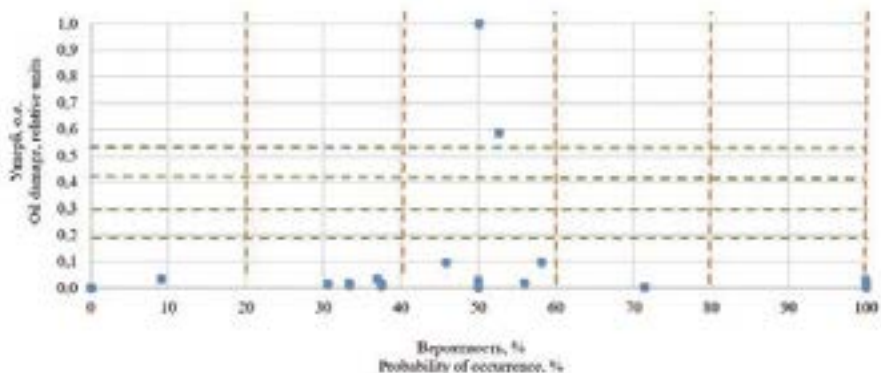


Рисунок 1 - Зависимость ущерба от вероятности возникновения технологических нарушений (6 кВ)

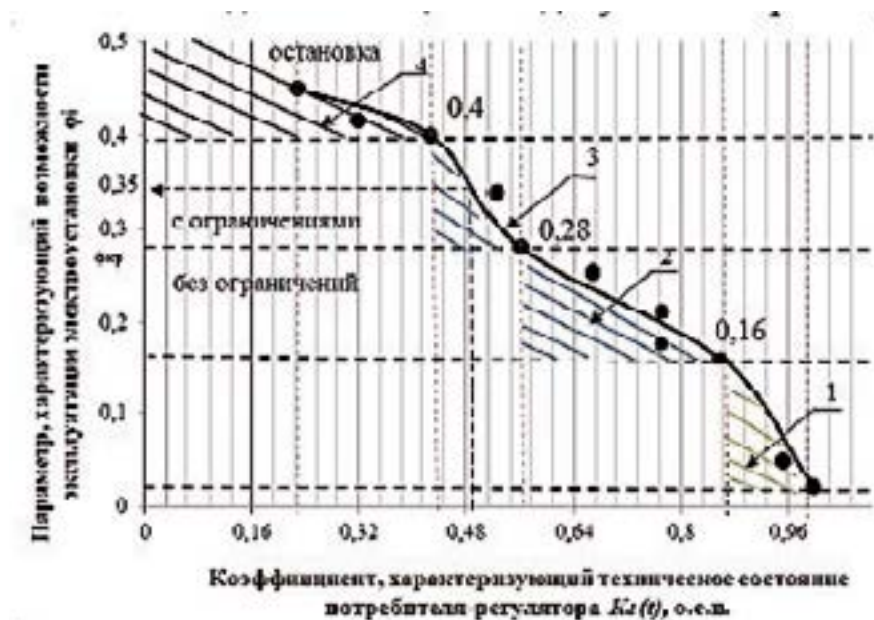


Рисунок 12 – Зависимость параметра, характеризующего возможности эксплуатации электроустановки от коэффициента технического состояния (результат ИНС)

Матрица оценки рисков возникновения ТН

Вероятность события/ тяжестъ последствий Probability of the event/sever- ity of the consequences	Ущерб, нефть, т. е. QI damage, relative units				
	0 - 0,12 (незначительная 1) (insignificant 1)	0,13 - 0,23 (низкая 2) (low 2)	0,24 - 0,35 (умеренная 3) (moderate 3)	0,36 - 0,47 (значительная 4) (significant 4)	от 0,48 и выше (сильная 5) from 0,48 and above (strong 5)
0 - 20 (уровень 1) (level 1)	Очень низкий 2 Very low 2	Очень низкий 3 Very low 3	Низкий 4 Low 4	Средний 5 Average 5	Средний 6 Average 6
21 - 40 (уровень 2) (level 2)	Очень низкий 3 Very low 3	Низкий 4 Low 4	Средний 5 Average 5	Средний 6 Average 6	Высокий 7 High 7
41 - 60 (уровень 3) (level 3)	Низкий 4 Low 4	Средний 5 Average 5	Средний 6 Average 6	Высокий 7 High 7	Очень высокий 8 Very high 8
61 - 80 (уровень 4) (level 4)	Средний 5 Average 5	Средний 6 Average 6	Высокий 7 High 7	Очень высокий 8 Very high 8	Очень высокий 9 Very high 9
81 - 100 (уровень 5) (level 5)	Средний 6 Average 6	Высокий 7 High 7	Очень высокий 8 Very high 8	Очень высокий 9 Very high 9	Очень высокий 10 Very high 10

Зависимость ущерба от вероятности возникновения технологических нарушений (6 кВ) представлена на рисунке 1.

В таблице 1 представлена матрица оценки рисков возникновения ТН на примере предприятий нефтегазового комплекса.

После составления таких матриц строятся графики зависимости изменения ущерба от вероятности возникновения ТН (для 0,4-110 кВ), далее оцениваются риски с позиции условий для разработки, планирования мероприятий по зонам (например, очень низкий 2 и 3 – риск приемлем, мероприятия не требуются; низкий 4, средний 5, средний 6 – риск приемлем при условии разработки мероприятий; высокий 7, очень высокий 9, 10 – риск неприемлем, опасные зоны для компании и др.). Представленные матрицы удобны для сравнения по предприятиям, либо для динамики по отдельным срезам наблюдения.

Модели структурно-функциональной целостности для расчета показателей надежностей путем оценки рисков при возникновении ТН с последующим моделированием устойчивости сети при отказе нескольких элементов представлены в проведенных ранее исследованиях.

На рисунке 2 на основе результатов показана зависимость оценки технического состояния по одной подсистеме диагностирования (двигатель-обмотка статора), где цифрами обозначен допуск к эксплуатации: 1 – исправное; 2 – работоспособен с учетом проведения диагностики; 3 – функционирование с нарушениями, допускается при комплексной диагностике; 4 – не допускается к работе, вывод.

В ходе работ [1]-[11] были получены следующие результаты:

1) Выявлены возможности повышения эффективности ЭТК нефтегазовых предприятий на основе управления режимами электропотребления с учетом достоверных прогнозных оценок на основе ИНС;

2) Выявлены зависимости электропотребления, включающих оценку составляющих временных рядов для электрических нагрузок (сезонность, цикличность, нерегулярность);

- 3) Выполнен анализ статистики ТН по рассматриваемым предприятиям;
- 4) Рассмотрены причины возникновения ТН по нескольким предприятиям (проведена оценка рисков, предложен матричный подход);
- 5) Рассмотрены ряд моделей структурно-функциональной целостности для расчета показателей надежностей на основе логико-вероятностного моделирования;
- 6) Произведена оценка технического состояния ЭГПА и остаточного ресурса электромеханического агрегата с асинхронным двигателем. Получена зависимость параметра, характеризующего возможности эксплуатации электроустановки от коэффициента технического состояния.

Обсуждение результатов

Выявлены возможности повышения эффективности ЭТК на примере предприятий нефтегазового комплекса (ГТП, НГДП) путем управления режимами потребления электрической энергии электроустановками на основе прогнозных моделей (электрические нагрузки, оценка технического состояния). Полученные результаты являются эффективным инструментом воздействия на оптимизацию тарифной политики и дальнейших действий персонала по минимизации расходов на оплату за электроэнергию с учетом разработанных моделей ИНС, учитывающих характер электропотребления и средней абсолютной ошибкой прогнозирования, не превышающей 1 % [1], [4], [5].

Модели по оценке остаточного ресурса электромеханического оборудования (АД) с учетом условий эксплуатации (оценка состояний на основе работы ИНС), а также модели на основе нейросетевого диагностирования неисправностей электроприводного газоперекачивающего агрегата позволяют оценить техническое состояние на основании полученных значений коэффициентов и выбирать соответствующий режим диагностирования и управления, в результате повышается точность диагностики [1], [6], [8].

Разработанная система оценки показателей надежности и энергоэффективности систем электроснабжения ЭТК и ее положения к методологии прошли апробацию на предприятиях, отвечающих за надежное и качественное электроснабжение, где срывы недоотпуска электрической энергии приводят к рискам на уровне предприятий, чем обусловлено увеличение себестоимости добычи нефти / энергетической составляющей на транспорт газа и ее последующей реализации [2], [9].

Определение оценок рисков возникновения ТН должно основываться на результатах контроля технического состояния отдельного оборудования, статистических данных, мониторинга работы отдельного оборудования. Применение на основе прогнозов моделей позволит разрабатывать механизмы и стратегии различных регулирующих мер по повышению безопасности объектов нефтяной и газовой промышленности; устанавливать границы риска и неопределенностей, связанных с ограниченностью исходных данных или с нерешенностью научных проблем.

Выводы

Предложенные решения позволили таким предприятиям применить решение в целях управления надежностью систем электроснабжения, умень-

шить аварийность путем анализа основных причин возникновения технологических нарушений для возможности их анализа и разработки мероприятий, направленных на предупреждение и снижение вероятности возникновения аналогичных нарушений с последующим формированием рекомендаций по техническому обслуживанию и ремонту персоналу. Рекомендации имеют практическое значение для специалистов, занимающихся эксплуатацией электрооборудования, электрических сетей и нефтегазопромыслового оборудования предприятий нефтегазового комплекса [1]-[11].

Литература

1. Бабанова, И.С. *Управление электропотреблением предприятий нефтегазового комплекса с учетом диагностических оценок технического состояния потребителей-регуляторов* / Бабанова И. С., Прохорова В. Б., Токарев И. С. - Москва: Горная книга, 2022. - 371 с.: ил., портр., табл., цв. ил.; 22 см.; ISBN 978-5-98672-548-2.
2. Бабанова, И. С. *Оценка рисков при возникновении технологических нарушений предприятий нефтегазового комплекса* / И. С. Бабанова // *Надежность и безопасность энергетики*. – 2023. – Т. 16, № 3. – С. 143-150. – DOI 10.24223/1999-5555-2023-16-3-143-150. – EDN ZSUJVO.
3. Бабанова, И.С. *Предиктивная система оценки показателей надежности и энергоэффективности систем электроснабжения электротехнических комплексов на основе оценки рисков при возникновении технологических нарушений предприятий нефтегазового комплекса*// *Двадцать шестая Санкт-Петербургская Ассамблея молодых ученых и специалистов: Сборник тезисов* – СПб.: Изд-во СПбГУПТД, 2023. – с. 209.
4. Babanova I.S. *Fundamental approaches and requirements to assessing the effectiveness of adopting submersible electric plunger pumps for use on low-flowrate oil and gas wells* / N.A. Senchilo, I.S. Babanova. – DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271335 // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), – October 2020. - Volume 1, Issue 3. - PP. 9271335. -URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9271335&isnumber=9271073> (date of request: 05.11.2021).
5. Бабанова, И.С. *Разработка моделей прогнозирования с целью управления режимами электропотребления промышленных предприятий* / С. П. Петров, Б.Н. Абрамович, И. С. Бабанова. - Текст: непосредственный // *Промышленная энергетика*. -2017. - № 12. - С. 2-8.
6. Бабанова, И.С. *Управление режимами работы электроприводного агрегата на основе нейросетевого диагностирования и оценки технического состояния* / И.С. Бабанова. - Текст: непосредственный // *Электрооборудование: эксплуатация и ремонт*. – 2018. -№ 1–2 (165). – С. 26-36.
7. Бабанова, И. С. *Анализ надежности систем электроснабжения промышленных предприятий с использованием логико-вероятностного метода* / И. С. Бабанова // *Вести высших учебных заведений Черноземья*. – 2022. – № 2(68). – С. 43-59. – DOI 10.53015/18159958_2022_18_2_43. – EDN GDIMLC.

8. Жуковский, Ю.Л. Оценка технического состояния и остаточного ресурса электромеханического агрегата с асинхронным двигателем / И.С. Бабанова, Жуковский Ю.Л., Н.А. Королев. - Текст: непосредственный // Горное оборудование и электромеханика. М.: Изд. Новые технологии. – 2017.- №6.– С. 20-25.
9. Бабанова, И.С. Учебно-методический комплекс. Теоретическое и практическое обучение методология расследования технологических нарушений в системе электроснабжения/ Санкт-Петербургский горный университет / Бабанова И. С. – Санкт-Петербург: Издательство «ЛЕММА», 2023 – 149 с.
10. Бабанова, И. С. Современное состояние и проблемы надежности систем электроснабжения электротехнических комплексов промышленных предприятий / И. С. Бабанова // Надежность и безопасность энергетики. – 2023. – Т. 16, № 4. – С. 210-219. – DOI 10.24223/1999-5555-2023-16-4-210-219. – EDN XVWAPK.
11. Бабанова И.С. Разработка моделей прогнозирования с целью управления режимами электропотребления предприятий угольной промышленности / И. С. Бабанова. - Текст: непосредственный // Промышленная энергетика. - 2021. - № 10. - С. 9-22.

УТИЛИЗАЦИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Резник К.В. аспирант, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет

Вектор развития технологий, направленный на повышение энергоэффективности в различных отраслях промышленности, рост интереса к использованию вторичных и возобновляемых природных ресурсов, общие темпы цифровизации всех областей стимулируют подобные разработки и исследования для объектов газоснабжения. Эта тенденция отвечает задаче по формированию новых подходов к совершенствованию энергоснабжения и повышению энергетической эффективности, поставленной в Федеральном законе от 23 ноября 2009 г. №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [1].

Одним из вариантов решения вопросов применения вторичных и возобновляемых ресурсов на объектах газоснабжения служит использование более эффективных энергоустановок, использующих избыточное давление транспортируемого природного газа, возобновляемых природных источников без расхода органических видов топлива, применение которых способствует уменьшению углеродного следа на площадях газораспределительных станций (ГРС) с целью поддержания их функционирования и, в дальнейшем, перехода на полностью автономную работу. Техническим решением в данном случае выступают энергосберегающие детандер-генераторные агрегаты (ДГА), а также оборудование, способное принимать и преобразовывать энергию от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как – солнечная и ветровая энергии.

На базе детандер - генераторных агрегатов возможно создание энерготехнологических установок с комплексной выработкой электроэнергии и холода (понижение температуры газа) без сжигания органических видов топлива, способствуя декарбонизации. При расширении природного газа в детандерном агрегате и передаче внешней работы на вал машины создается значительно большее охлаждение, чем при дросселировании, что подтверждает целесообразность применения данных агрегатов взамен дросселирующих устройств в составе ГРС [2]. Применение турбодетандеров положительно сказывается на повышении энергоэффективности установок, использующих охлажденный газ. Комплексное использование на ГРС энергии избыточного давления природного газа с целью выработки электроэнергии и подготовки хладагента является наиболее энергоэффективным способом утилизации ВИЭ при магистральной транспортировке газа. В вопросе поддержания эффективной работы детандерных агрегатов с сохранением вектора на повышение экологичности технологических процессов может помочь использование вырабатываемого им холода в отвода излишней тепловой энергии, образующейся в результате работы систем кондиционирования воздуха и

охлаждения вычислительной техники центров обработки данных (ЦОД).

На фоне активного роста рынка ЦОД [3], стремящегося за ростом IT сферы, масштабных планов отечественных компаний по строительству новых подобных объектов, оснащенных большим количеством вычислительной техники, для работы которой потребляются значительные объемы (по оценкам «Системного оператора ЕЭС» на апрель 2024 - порядка 2500 МВт) электроэнергии, и нуждающихся в мощных системах кондиционирования воздуха. Внутри самих ЦОД доля энергопотребления на функционирование систем охлаждения может достигать 35%, что на фоне 50% от общего потребления, необходимого для работы основного IT-оборудования, занимает весомую часть в общем объеме потребляемой энергии [4].

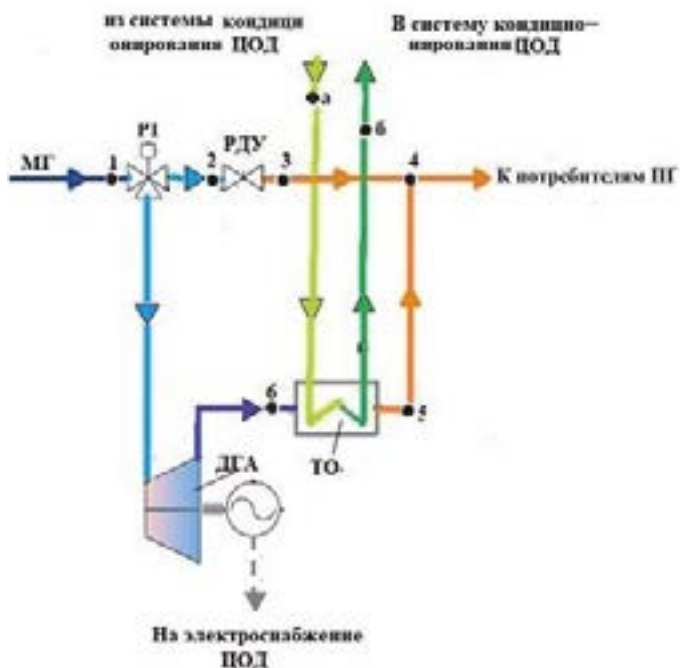


Рисунок. Принципиальная схема взаимной модели ГРС+ЦОД

Модель взаимного расположения объектов ГРС и зданий ЦОД позиционирует себя как наиболее экономически выгодный и экологически безопасный вариант. Данный подход к близкому возведению объектов ГРС и ЦОД является взаимовыгодным для газовой промышленности и IT-сектора отечественной экономики, т.к. первый - получает постоянного, гарантированного потребителя, повышает экологичность своих технологических процессов, второй – экономически выгодно поставщика электроэнергии, идущей на питание основного оборудования ЦОД (серверные установки) и поставщи-

ка холода, с помощью которого получает возможность снизить затраты на работу, приобретение и обслуживание холодильного оборудования. Помимо прочего, IT-компании получают возможность по масштабированию своих объектов ЦОД, возводимых в подобных парах с ГРС без избыточных затрат относительно отдельно возводимых объектов ЦОД.

Литература

1. *Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 N 261-ФЗ*
2. *Кулагина О.В. Повышение энергоэффективности системы газоснабжения при внедрении энергохолодильных комплексов // Дис.кандидата технических наук: 25.00.19. Уфа, 2016. – 231 с.*
3. *BusinesStat: Анализ рынка коммерческих дата-центров в России в 2018-2022 гг., прогноз на 2023-2027 гг. в условиях санкций.*
4. *Чернов А.Н., Агапитов Е.Б. Методика размещения кондиционеров в центрах обработки данных для обеспечения эффективного охлаждения ит-оборудования // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура – Воронеж, 2013. -С. 41-48.*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСТОРИЧЕСКИХ УСАДЕБНЫХ КОМПЛЕКСОВ XIX ВЕКА И СОВРЕМЕННЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ XXI ВЕКА

Борисова Н.Ю., архитектор инженерного центра АО «Газпром промгаз»

В современном мире вопросы энергоэффективности зданий и сооружений приобретают особую важность в связи с растущими требованиями к рациональному использованию энергетических ресурсов и заботой об окружающей среде. Сравнительный анализ энергоэффективности исторических усадебных комплексов XIX века и современных жилых зданий XXI века представляет собой актуальное и перспективное направление в научной деятельности.

Историческое наследие в области архитектурно-строительного проектирования содержит множество ценных решений, которые могут быть адаптированы к современным требованиям энергоэффективности. Изучение конструктивных особенностей усадебных комплексов позволяет выявить эффективные подходы к организации микроклимата помещений, системам отопления и вентиляции, применявшимся в прошлом.

Современные технологии строительства и эксплуатации зданий значительно отличаются от тех, что использовались в XIX веке. Однако многие принципы, заложенные в исторических постройках, остаются актуальными и могут быть использованы при проектировании современных зданий.

Исследование материалов ограждающих конструкций, применявшихся в разные эпохи, позволяет проследить эволюцию строительных технологий и оценить их влияние на энергоэффективность зданий. Анализ систем отопления, от традиционных печей до современных инженерных решений, даёт возможность выявить наиболее эффективные подходы к организации температурно-влажностного режима помещений и вопросов воздухообмена.

Изучение параметров микроклимата, включая температурно-влажностный режим, ионизационный состав воздуха и воздухообмен, позволяет оценить влияние различных конструктивных решений на комфорт проживания. Особое внимание заслуживает исследование паропроницаемости конструкций, которая играет ключевую роль в формировании здорового микроклимата помещений.

Системы водоотведения, претерпевшие значительные изменения за последние столетия, также являются важным объектом исследования. Сравнение исторических и современных решений в этой области позволяет выявить наиболее эффективные подходы к организации снабжения, водоотведения и утилизации сточных вод.

Значительно изменились за последние столетия и системы водоотведения. Сравнивая старинные и современные решения в этой области, можно найти наиболее эффективные способы организации отвода и утилизации сточных вод.

Результаты такого исследования могут быть полезны как в теории, так и на практике. Они помогут создавать более энергоэффективные здания, создавать

комфортные условия для проживания, а также снижать негативное воздействие на окружающую среду. Комплексный подход к анализу энергоэффективности построек разных эпох позволит лучше понять, как развивались строительные технологии и в каком направлении они могут развиваться дальше.

Основная цель исследования заключается в комплексном сравнительном анализе энергоэффективности исторических усадебных комплексов XIX века и современных жилых зданий XXI века для выявления наиболее эффективных решений в области энергосбережения и разработки рекомендаций по их применению в современном строительстве.

Данная цель предполагает решение следующих задач:

- исследование и сопоставление конструктивных особенностей и материалов ограждающих конструкций исторических и современных зданий;
- анализ систем отопления и их влияния на энергоэффективность зданий разных эпох. Тепловой инерции сооружений;
- изучение параметров микроклимата (температурно-влажностного режима) исторических и современных построек;
- оценка качества воздуха и воздухообмена в зданиях XIX и XXI веков;
- исследование паропроницаемости конструкций и её влияния на энергоэффективность;
- сравнительный анализ систем водоснабжения, водоотведения и их эффективности;
- разработка практических рекомендаций по использованию наиболее эффективных решений в современном строительстве.

Научная новизна данного исследования заключается в следующем:

Впервые проводится комплексный сравнительный анализ энергоэффективности исторических усадебных комплексов и современных жилых зданий с учётом всех основных параметров: материалов конструкций, систем отопления, микроклимата, воздухообмена и водоотведения.

Конструктивные особенности и материалы ограждающих конструкций

Традиционная архитектура XIX века представляет собой уникальное сочетание инженерного мастерства и природных материалов. Массивные стены усадебных комплексов, достигавшие в толщину полутора метров, служили естественным терморегулятором. Использование кирпича и природного камня обеспечивало высокую теплоёмкость конструкций, что позволяло поддерживать комфортный микроклимат внутри помещений.

Натуральные строительные материалы — дерево, камень, керамический кирпич, а также штукатурка на основе природных компонентов — формировали особый микроклимат. Эти материалы не только обеспечивали долговечность зданий, но и создавали благоприятную среду для проживания, позволяя стенам «дышать», сохранять естественный ионизационный состав воздуха.

Современные строительные технологии предлагают альтернативные решения. Многослойные конструкции с применением эффективных утеплителей (минеральной ваты, пенополистирола) в сочетании с инновационными стеклопакетами позволяют достичь высоких показателей теплозащиты при существенно меньшей толщине стен. При этом особое внимание уделяется энергоэффективности и экологичности применяемых материалов.

Системы отопления и их влияние на энергоэффективность

Исторический опыт показывает эволюцию отопительных систем. Первоначально в усадьбах использовались печное и каминное отопление, которые позже были дополнены системами водяного отопления с котлами на твёрдом топливе. Несмотря на неравномерность распределения тепла, такие системы не отличались высокой инерционностью и способностью поддерживать стабильную температуру.

Современные системы отопления базируются на централизованных решениях с автоматизированным управлением. Теплосчётчики и погодозависимое регулирование позволяют точно поддерживать заданный температурный режим, существенно снижая энергозатраты и повышая комфорт проживания.

Параметры микроклимата

В исторических постройках формирование микроклимата происходило естественным путём. Температурный режим поддерживался в комфортных пределах 16–20 °С, а влажность регулировалась через естественные неплотности конструкций.

Современные системы вентиляции с рекуперацией тепла обеспечивают оптимальный микроклимат при минимальных энергозатратах. Комплексный подход к управлению параметрами воздушной среды позволяет создавать максимально комфортные условия для проживания, учитывая современные требования к качеству воздуха.

Качество воздуха и воздухообмен

Естественная вентиляция старинных зданий осуществлялась через оконные проёмы и конструктивные зазоры, обеспечивая постоянный воздухообмен. При этом воздух сохранял естественный ионизационный состав, что положительно влияло на самочувствие людей.

Современные системы механической вентиляции с фильтрацией воздуха требуют особого внимания к вопросам ионизации. Однако развитие технологий позволило создать эффективные ионизаторы, компенсирующие возможные недостатки механической вентиляции и обеспечивающие высокое качество воздуха.

Паропроницаемость конструкций

Исторические здания отличались высокой паропроницаемостью материалов, что способствовало естественному влагообмену и предотвращало образование плесени. Это было особенно важно для сохранения конструкций и создания здорового микроклимата.

Современные строительные решения требуют тщательного проектирования с учётом паропроницаемости всех слоёв конструкции. Это необходимо для предотвращения конденсации влаги внутри стен и обеспечения долговечности здания, что достигается за счёт грамотного сочетания различных материалов.

Системы водоотведения

Усадебные комплексы располагали локальными системами водоотведения с природными очистными сооружениями, работавшими на основе естественных процессов фильтрации. Это позволяло эффективно очищать сточные воды и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.

Современные системы водоотведения базируются на централизованных решениях с многоступенчатой очисткой сточных вод. Внедрение технологий повторного использования воды позволяет существенно снизить нагрузку на окружающую среду и оптимизировать расход водных ресурсов, что соответствует принципам устойчивого развития.

Заключение

Проведённая работа наглядно доказала: опыт наших предков в строительстве — это настоящая сокровищница идей для создания энергоэффективных домов сегодня. Оказывается, если умело сочетать старинные приёмы с новейшими технологиями, можно строить жильё, которое будет и тёплым, и экологичным, и удобным для жизни.

Впереди у исследователей — детальное изучение секретов энергоэффективности старинных построек. На основе этих знаний и последних достижений строительной отрасли учёные смогут придумать ещё более экономичные и практичные решения. Это, безусловно, поможет сделать современное жильё лучше и комфортнее.

Главное — не забывать оглядываться назад, перенимая лучшее из прошлого, и при этом смело идти вперёд, используя все возможности прогресса. Только так можно добиться настоящего успеха в строительстве домов будущего.

ТЕМПЕРАТУРНО-ВЛАЖНОСТНЫЙ РЕЖИМ КАМЕННЫХ СТЕН ПАМЯТНИКОВ АРХИТЕКТУРЫ

Корниенко С.В., д.т.н, советник РААСН, ведущий научный сотрудник НИЦ ГП ФГБУ «ЦНИИП Минстроя России», заведующий кафедрой «Архитектура зданий и сооружений» ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»

Горшков Р.А., магистрант, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет промышленных технологий и дизайна»

Еще в 1972 году на XVII сессии Генеральной конференции ЮНЕСКО в Конвенции о сохранении всемирного культурного наследия было отмечено, что «повреждение или исчезновение любых образцов культурной ценности представляет собой пагубное обеднение достояния всех народов мира».

Потенциал культурного наследия России огромен. На территории России расположено 207975 объектов культурного наследия. Более половины этих объектов (57 %) представляют собой памятники архитектуры. Современное состояние объектов культурного наследия может рассматриваться как критическое. Многие специалисты отмечают [1–3], что в подавляющем большинстве случаев конденсация влаги является главной причиной повышения влажности материалов ограждающих конструкций, что создает теплотехнические риски при решении задач сохранения каменных стен памятников архитектуры [4].

Необходимость сохранения культурного наследия для будущих поколений делает актуальной задачу прогноза температурно-влажностного режима ограждающих конструкций памятников архитектуры, особенно в условиях влажного климата [5].

Объектом исследования является теплотехнически однородная стеновая ограждающая конструкция толщиной 640 мм (в 2,5 кирпича), выполненная из полнотелого глиняного кирпича на цементно-песчаном растворе. Внутренняя поверхность стены оштукатурена известково-песчаным раствором толщиной 15 мм. Толщина наружного штукатурного слоя составляет 20 мм. Для оценки влияния материала наружного штукатурного слоя на температурно-влажностный режим наружной стены выполнен расчет для трех различных типов наружной штукатурки: известково-песчаной, на основе сложного раствора, цементно-песчаной. Выбор в качестве объекта исследования такой конструкции обусловлен ее широким применением в исторических каменных зданиях, построенных в Санкт-Петербурге до 1917 года. Рассматриваются отапливаемые здания. Расчетные теплофизические характеристики материалов указанной выше стеновой конструкции приведены в [6].

Расчет влажностного режима наружной стены выполнен на основе теории диффузии водяного пара в сорбирующей среде. Расчетом можно определить количество выпадающего конденсата в предположении, что жидкая фаза влаги остается неподвижной. Расчет влагонакопления в ограждающей конструкции в годовом цикле выполнен в соответствии с методикой [7].

Научная новизна исследования заключается в установлении закономерности конденсационного увлажнения однослойных каменных стен с внутренним и наружным штукатурными слоями в условиях влажного климата, впервые полученной с учетом уточнения климатологического обеспечения зданий (температуры и относительной влажности наружного воздуха) за период с 2005 по 2022 г. Полученная закономерность, основанная на классической модели диффузии водяного пара в сорбирующей среде, отражает общие физические принципы увлажнения и сушки стеновых ограждающих конструкций при градиентах парциального давления водяного пара в порах материалов.

По итогам проведенного исследования сделаны следующие выводы.

1. На основании архивных трехчасовых значений температуры и относительной влажности наружного воздуха в Санкт-Петербурге за период с 2005 по 2022 г. уточнены среднемесячные значения указанных климатических параметров. Полученные данные могут быть использованы для прогнозирования влажностного режима ограждающих конструкций с учетом изменения температуры и относительной влажности в течение 2005–2022 г.г.

2. Обнаружена плоскость максимального увлажнения в наиболее холодный месяц года, расположенная на стыке кирпичной кладки с наружным штукатурным слоем. Координата этой плоскости равна 0,02 м, считая от наружной поверхности конструкции. Несмотря на отсутствие термической конденсации влаги при заданных граничных условиях, в этой плоскости отмечается рост сорбиционной влажности материалов. Отрицательные приращения влаги в плоскости максимального увлажнения свидетельствуют об отсутствии влагонакопления в ограждающей конструкции в течение года.

3. Применяя теорию теплоусвоения, определена граница слоя резких колебаний температуры и теплового потока. Граница слоя резких колебаний расположена в слое кирпичной кладки с координатой 0,081 м.

4. Повышение влажности материалов, расположенных в слое резких колебаний, опасно. Расчетom установлено, что плоскость максимального увлажнения находится в слое резких колебаний. Это означает, что стык кирпичной кладки и наружного штукатурного слоя подвержен теплотехническому риску.

5. Дальнейшие исследования связаны с необходимостью уточнения теплотехнических характеристик ограждающих конструкций памятников архитектуры на основе динамического моделирования сложных процессов тепломассопереноса при комплексных климатических воздействиях, в том числе с учетом увлажнения косыми дождями.

Литература

1. *Влияние типа наружного штукатурного покрытия на температурно-влажностные характеристики однородных каменных стен* / Н.Н. Шангина, А.М. Харитонов, С.В. Корниенко, В.Я. Ольшевский, А.И. Еникеев, С.Н. Фомин, А.С. Горшков // *Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура*. 2025. № 1 (98). С. 407–417.
2. *Сравнительный анализ комплекса тепловлагофизических свойств це-*

- ментного и известкового штукатурных растворов / Н.Н. Шангина, А.М. Харитонов, С.В. Корниенко, В.Я. Ольшевский, С.Н. Фомин, А.С. Горшков // *Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура*. 2025. № 2 (99). С. 67–76.
3. Корниенко С.В., Горшков Р.А. Теплотехнические особенности каменных стен исторических зданий // *Энергосбережение*. 2023. № 3. С. 36–39.
 4. Корниенко С.В., Горшков Р.А. Теплотехнические риски при решении задач сохранения каменных стен памятников архитектуры // *Энергосбережение*. 2024. № 3. С. 38–41.
 5. Gorshkov A.S., Vatin N.I., Rymkevich P.P. Climate change and the thermal island effect in the million-plus city // *Construction of Unique Buildings and Structures*. 2020. Vol. 89 (8902).
 6. Корниенко С.В., Горшков Р.А. Конденсационное увлажнение каменных стен памятников архитектуры в условиях влажного климата // *Социология города*. 2023. № 2. С. 44–58.
 7. Корниенко С.В. Уточнение расчетных параметров микроклимата помещений при оценке влагозащитных свойств ограждающих конструкций // *Вестник МГСУ*. 2016. № 11. С. 132–145.

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
ЧАСТЬ III**

ОБЩАЯ ПРОГРАММА

ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОЙ ИНЕРЦИИ ОТОПИТЕЛЬНОГО ПРИБОРА НА ЭКОНОМИЮ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Усиков С.М., научный сотрудник, к.т.н., доцент, НИИСФ РААСН,
доцент, ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Московский
государственный строительный университет»

Прилуцкий Владислав, аспирант кафедры «Теплогазоснабжение и вентиляция», ФГБОУ
ВО «Национальный исследовательский Московский государственный строительный
университет

В середине прошлого века среди отечественных ученых, в первую очередь, стоит отметить Власова О.Е., Селиверстова Г.А., Мачинского В.Д., Муромова С.И., Шкловера А.М., Васильева Б.Ф. и Ушкова Ф.В., широкое распространение получила теория тепловой устойчивости помещений, которая решала вопрос определения изменения температуры поверхности ограждающих конструкций при переменном тепловом воздействии наружного климата, или внутренних источников теплоты. Данная теория была необходима для оценки возможности выпадения конденсата на поверхности, а позже и внутри строительных конструкций. Кроме того, данная теория получила широкое распространение при определении периода поступления теплоты через массивные строительные конструкции от солнечной радиации. Отдельно стоит отметить труды Соколова Е.Я. [1], в которых рассматривался процесс остывания здания, при отключении системы теплоснабжения.

Попытки связать теорию теплоустойчивости с работой системы отопления проводились Семеновым Л.А., который посвятил свои исследования в основном периодическому отоплению с применением отопительных печей, упомянув о применении малоинерционных систем – систем водяного отопления. Чистович С.А. в своих работах рассматривал особенности регулирования теплоустойчивости помещений с учетом теплоемкости внутренних теплоисточников [2]. В зарубежной практике теплоустойчивость помещений учитывается при проектировании, но также без учета теплоусвоения конструкции и действия работы внутренней системы [3, 4].

В настоящее время особое внимание уделяется вопросам энергетической эффективности и энергосбережению. Если говорить о современных системах водяного отопления, то вопрос энергосбережения нужно рассматривать без отрыва от обеспечения требуемых условий теплового комфорта в обслуживаемых помещениях. Поэтому путями снижения потребления тепловой энергии могут быть:

- стабилизация температуры воздуха в обслуживаемых помещениях при переменном тепловом воздействии;
- устранение бесполезных потерь теплоты при транспортировке теплоносителя через неотапливаемые помещения;
- снижение температуры воздуха в помещениях в необслуживаемое время.

В презентационных материалах различных фирм, а также в нормативной документации говорится о значительной экономии тепловой энергии при снижении температуры воздуха в помещениях (например, в офисах) в нерабочее время. Однако, при этом не учитывается тепловая инерция, вызванная аккумуляцией теплоты строительными конструкциями, а также теплоемкостью отопительных приборов. Основная проблема такого метода энергосбережения заключается во времени натопа и скорости охлаждения помещений. В помещениях с массивными конструкциями процесс натопа и охлаждения может занимать значительное время, что приведет к недостаточной экономии и невозможности прогрева помещения к началу рабочего времени. Такая же проблема может наблюдаться при установке отопительных приборов с большим внутренним объемом. Кроме того, избыточная инертность помещения и системы отопления приводит к медленной реакции на внешние и внутренние источники теплоты, что снижает эффективность от компенсационных мероприятий (например, действия термостатических головок).

Для изучения вопроса была подготовлена расчетная программа, учитывающая совокупную тепловую инерцию строительных конструкций и системы отопления [5, 6], а также проведен ряд натурных экспериментов на базе лабораторной базы НИИСФ РААСН.

Исследования проводились в климатической камере при имитации фасада здания, состоящего из наружной стены (газобетон) и двухкамерного стеклопакета. В качестве отопительных приборов применялись конвектор, секционный биметаллический радиатор и стальной панельный радиатор. Все отопительные приборы были оборудованы термостатическим клапаном с термостатической головкой. Также, для сравнения, применялся электрический отопительный прибор, который доводился до расчетной мощности вне камеры, затем устанавливался в качестве источника теплоты, а затем удалялся из камеры. Эта процедура исключала воздействия теплоемкости прибора на процесс нагрева и остывание помещения.

Условия испытания:

- температура «наружного» воздуха: $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- температура в помещении до нагрева помещения: $4...5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- требуемая температура помещения после нагрева: $21\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Результаты изменения температуры воздуха, которая фиксировалась на расстоянии по полу $0,5\text{ м}$ от отопительного прибора, и на высоте $1,5\text{ м}$ от уровня пола помещения представлены на рисунке 1.

По результатам натурального исследования, можно отметить, что нагрев помещения с 12 до $21\text{ }^{\circ}\text{C}$, а затем последующий нагрев происходил за разный период времени. Результаты натурального исследования сведены в таблицу 1.

Стоит отметить, что в режиме охлаждения теплоемкость отопительного прибора значительно влияет на время остывания помещения. Так, применение самого инерционного отопительного прибора (панельного радиатора) в сравнении с экспериментом, исключаяющим тепловую инерцию, увеличивает время остывания помещения практически в два раза. Режим нагрева помещения меньше зависит от теплоемкости прибора, но сильнее зависит от его номинальной мощности и теплоусваиваемости строительных конструкций.

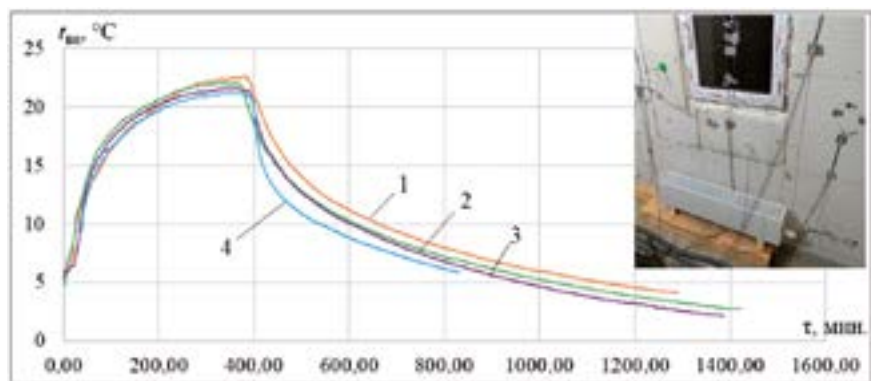


Рисунок 1. Изменение температуры воздуха $t_{вн}$, °C, контрольной точке во времени τ , мин., в зависимости от типа отопительного прибора: 1 – стальной панельный радиатор; 2 – биметаллический секционный радиатор; 3 – конвектор; 4 – электрический радиатор

Таблица 1.
Результаты натурного эксперимента

Тип прибора	Время нагрева, ч	Время остывания, ч	Общий цикл, ч
Стальной панельный радиатор	3,2	2,7	5,9
Биметаллический секционный радиатор	3,0	2,5	5,5
Конвектор	3,4	2,1	5,5
Электрический радиатор	3,5	1,4	4,9

Таким образом, по результатам эксперимента можно сказать, что период охлаждения-нагрева помещения будет занимать около 5-6 часов. В остальное нерабочее время, будет установлен стационарный режим, позволяющий экономить тепловую энергию. Например, при снижении мощности системы отопления и последующее ее включение в рабочий режим с 20:00 до 9:00 позволит около 7 часов держать температуру пониженной до 12 °C, что несомненно приведет к экономии тепловой энергии.

Однако, стоит понимать, что для определения периода экономии нужно проводить эксперимент в каждом отдельном случае или применять расчетную программу, которая позволяет учитывать все факторы, влияющие на тепловую инерцию помещений здания.

В эксперименте применялась однослойная стенка без дополнительного утепления. В достаточно теплом и утепленном здании режим нагре-

ва и охлаждения может занимать значительное время, а значит установка даже малоинерционных тепловых приборов не приведет к существенной экономии. В быстровозводимых зданиях, например, при использовании «сэндвич-панелей» или в зданиях со значительной долей остекления наоборот может быть достигнут максимальный эффект от экономии. Только учет всех факторов позволит принять взвешенное решение по организации автоматического управления системой водяного отопления здания и достичь максимальной экономии.

Литература

1. Соколов Е.Я. *Теплофикация и тепловые сети*. 7-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
2. Чистович С.А., Харитонов В.Б. *Автоматизированные системы теплофикации, теплоснабжения и отопления*. – СПб: АВОК Северо-Запад, 2008. – 304 с.
3. *EN ISO 13786:2017 Thermal performance of building components – Dynamic thermal characteristics – Calculation methods*. 2017.
4. *ISO 52016-1:2017 Energy performance of buildings — Energy needs for heating and cooling, internal temperatures and sensible and latent heat loads. Part 1: Calculation procedures*. 2017.
5. Усиков, С. М. Исследование теплового режима помещения при количественном регулировании системы отопления / С. М. Усиков, В. Прилуцкий // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. – 2025. – № 4. – С. 46-49.
6. Усиков, С. М. Исследование теплового режима помещения при количественном регулировании системы отопления / С. М. Усиков, В. Прилуцкий // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. – 2025. – № 5. – С. 32-37.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТОВ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПРОДУКТОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ГРС ЧАСТЬ №1. ВАРИАНТ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Аверьянов В.К., д.т.н., Блинов А.Н., к.т.н, Иваницкий С.С., АО «Газпром промгаз»

Введение

В настоящее время в связи с перестройкой рынка природного газа повышение эффективности и устойчивости работы предприятий газовой отрасли России является чрезвычайно важной задачей. Актуальность разработки методологии выбора оптимального варианта диверсификации продуктов ПАО «Газпром» обусловлена тем, что современные рыночные отношения находятся в постоянной динамике, поэтому предприятиям крайне сложно поддерживать эффективность и привлекательность занятой отрасли без своевременной диверсификации. Отсутствие в настоящее время унифицированной методики оценки перспектив диверсификации ГРС с выбором оптимального варианта сдерживает устойчивое и эффективное развитие ГРС как производства.

Задачами диверсификации продуктов ГРС является снижение рыночных рисков, повышение устойчивости предприятия и улучшения показателей эффективности. Для этого необходим выход на новые, ранее не представленные рынки сбыта, увеличение ассортимента выпускаемой продукции с высокой добавленной стоимостью, повышение ее рентабельности.

Существующие тенденции развития энергоэффективных технологий, а также более активного использования вторичных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на газораспределительных станциях (ГРС) рассмотрены в работах [1-7]. При существенной вариативности возможных технологических схем получения новых продуктов актуальным является разработка методических подходов к оценке эффективности вариантов технологических схем получения новых продуктов на ГРС.

Оценка энергетической эффективности энергокомплексов (ЭК) с использованием ВИЭ чаще выполняется с учетом жизненного цикла, воздействия его на окружающую среду и нормированной (выравненной) стоимости генерации энергии [8, 9].

Базой для сравнения эффективности диверсифицированной ГРС-Д прием автономную ГРС, обеспечивающую себя электроэнергией от собственного газогенератора и тепловую электроэнергию для подогрева ПГ и отопления и кондиционирования ГРС от собственной газовой котельной.

Поскольку в работе [9] подробно изложена методика оценки эффективности диверсификации ГРС, то ниже рассматривается расчет режимов работы ГРС.

Принципиальная схема автоматизированной, автономной бестопливной ГРС представлена на рисунке 1.

Основные результаты расчета

Наименование параметра	Ед. изм.	Значения						
		Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5	Вар. 6	Вар. 7
Расход на ДГА	м ³ /ч	10000,0	9083,7	8342,9	5825,6	3154,4	1556,6	926,9
Установленная мощность ДГА	кВт	394,99	354,50	322,41	217,58	113,47	54,71	32,28
Установленная мощность ВТН	кВт	418,44	381,07	350,87	248,22	139,30	74,15	48,47
	тыс. руб.	13884,6	12801,0	11931,9	9022,7	6011,0	4246,5	3558,8
СС	тыс. руб.	8742,2	7658,5	6789,5	3880,3	868,5	-895,9	-1583,7
LCOE	руб./кВт*ч	9,17	8,25	7,60	5,67	2,16	0	0

Результаты выполненных расчетов показали, что диверсификация ГРС за счет выработки электроэнергии и ее продажи сторонним потребителям может существенно улучшить эффективность работы ГРС. Так, себестоимость электроэнергии для продажи, в зависимости от объема расхода ПГ на ДГА, может составить от 9,17 руб./кВт·ч. при расходе на ДГА, равном $G_{ГРС,MAX} = 10000$ м³/ч, и становится нулевой при $G_{ДГА} \leq 1500$ м³/ч. Поэтому, выбор оптимальной мощности ДГА для ГРС-Д с выработкой продажной электроэнергии должен определяться существующей стоимостью электроэнергии в районе расположения ГРС. Поскольку автономная ГРС, как правило, располагается в районах, не охваченных централизованной системой электроснабжения, то следует ожидать, что электроэнергия от ГРС с рассчитанной LCOE в большинстве случаев будут конкурентно способной. Так, по данным Аналитического центра при правительстве РФ об объектах генерации на изолированных и труднодоступных территориях России, например в Якутии, Камчатке, Красноярском крае, Ямало-Ненецком АО и других, удельные расходы на выработку электроэнергии достигают более 10 руб./кВт·ч (42,7 руб./кВт·ч в Якутии, самые низкие расходы – 13,7 руб./кВт·ч в Сахалинской области).

Выводы.

1. Проведенные исследования показали, что при установленной мощности ДГА $N_{ДГА}^{уст} \leq 59,2$ кВт и $V_{ДГА}^{уст} \leq 1500$ м³/ч себестоимость вырабатываемой электроэнергии при принятом для рассматриваемого примера распределении затрат на редуцирование и выработку электроэнергии близка к нулю.

В диапазоне установленной мощности ДГА $59,2 \text{ кВт} \leq N_{\text{дга}}^{\text{уст}} \leq 395 \text{ кВт}$ выравненная годовая себестоимость вырабатываемой электроэнергии возрастает от $\text{LCOE}=0$ до $\text{LCOE}=9,2 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$, что также приемлемо для изолированных районов РФ, где тариф на электроэнергию более 10 руб./кВт·ч.

2. Возможная выручка от продажи выработанной электроэнергии в зависимости от тарифа на электроэнергию для рассматриваемого примера может составлять 0,6 – 51,0 млн руб./год.

Литература

1. Михаленко В.А., Савин А.А., Дистанов А.Ю., Лигачёв А.В., Алимов С.В., Тарасов В.В. Новые горизонты технического развития газораспределительных станций // Газовая промышленность, 2020. №5. С. 52–57.
2. Аверьянов В.К., Елистратов В.В., Давыдов О.А., Кириухин С.Н., Автономное энергоснабжение автоматизированных газораспределительных станций нового поколения, С.О.К. № 12, 2021г. С. 58–65.
3. Аверьянов В.К., Елистратов В.В., Давыдов О.А., Кириухин С.Н. Автономное энергоснабжение газораспределительной станции с использованием альтернативных источников энергии, С.О.К., №11 (227), 2020 г. С.64–69.
4. Щипачев А.М., Белоусов А.Г., Дмитриева Е.С. Повышение эффективности редуцирования природного газа на газораспределительных станциях // Neftegaz.ru, 2020. №3. С. 92–96.
5. Численное моделирование процесса редуцирования природного газа в регуляторе давления на основе эффекта Гартмана – Шпренгера, (Белоусов А.Е., Двойников М.В., Купавых К.С., Тянь Я., Овчинников Е.С., Швеиц О.А., Бушуев В.С.) // Территория Нефтегаз, №1-2, 2023 г. С. 50-64.
6. Байдакова Ю.О. Исследование эффективности схем бестопливных установок генерации электроэнергии на основе детандер-генераторных агрегатов и тепловых насосов: дисс. канд. техн. наук по спец. 05.14.01. — М.: НИУ МЭИ, 2013. С. 155.
7. Фокин Г.А. Методология создания автономных турбинных источников электрической энергии, использующих энергию сжатого природного газа для собственных нужд газотранспортной системы: дисс. доктора техн. наук по спец. 05.04.12. — СПб.: СПбПУ, 2015. С. 456.
8. Инженерная методика проектирования систем электроснабжения автономных энергоэффективных зданий на основе возобновляемых источников энергии/ Обухов С.Г., Давыдов Д.Ю., Белоглазкин А.О./ Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т.334. № 1. С. 30–42.
9. Сидоренко Г.И., Михеев П.Ю. Оценка энергетической эффективности жизненных циклов энергетических объектов на основе ВИЭ. Альтернативная энергетика и экология (ISJAE). 2017;(1-3): С.101-110.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ КИНЕТИКИ И ДИНАМИКИ ГОРЕНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПАРОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

Кашеев Р.Л., доцент, д.т.н

Саркисов С.В. профессор, д.т.н.,

Харьковский В.В., преподаватель,

ФГКВОО ВО «Военная академия материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева

Современные энергетические и промышленные установки, работающие на жидком топливе, сталкиваются с требованиями повышения эффективности и снижения экологической нагрузки. Одним из перспективных направлений модернизации процессов горения является использование паровой газификации, позволяющей преобразовать тяжелые углеводороды в более реакционноспособный синтез-газ перед его сжиганием. Это способствует более полному выгоранию топлива, уменьшению сажеобразования и снижению выбросов оксидов азота и серы [1].

В статье использованы методы математического моделирования, включающие решение уравнений сохранения массы, энергии и импульса, а также кинетические модели химических реакций. Результаты исследования могут быть применены для проектирования и оптимизации энергетических установок, работающих на жидком топливе с использованием паровой газификации [3, 4].

Оптимальные значения относительного расхода пара рассчитываются в зависимости от конкретной задачи и характеристик системы.

Процесс паровой газификации описывается следующим уравнением:



Для этого процесса также необходимо учитывать скорость реакции и теплового баланса.

1. Модификация уравнений сохранения массы:

Для водяного пара добавляется отдельное уравнение сохранения массы:

$$\frac{\partial(\rho Y_{\text{H}_2\text{O}})}{\partial t} + \nabla(\rho Y_{\text{H}_2\text{O}} \vec{v}) = -\nabla \vec{j}_{\text{H}_2\text{O}} + R_{\text{H}_2\text{O}} \quad (2)$$

$Y_{\text{H}_2\text{O}}$ — массовая доля водяного пара, $R_{\text{H}_2\text{O}}$ — скорость химической реакции для водяного пара, $\vec{j}_{\text{H}_2\text{O}}$ — диффузионный поток водяного пара

2. Корректировка теплофизических свойств смеси:

Теплопроводность λ и вязкость μ смеси могут быть скорректированы с учетом водяного пара по следующим формулам:

$$\lambda_{mix} = \sum_i Y_i \lambda_i \quad (3)$$

$$\mu_{mix} = \sum_i Y_i \mu_i \quad (4)$$

где Y_i — массовая доля компонента i , λ_i и μ_i — его теплопроводность и вязкость соответственно.

3. Изменение скоростей химических реакций:

Скорость химической реакции R_i для компонента i , участвующего в реакции с водяным паром, может быть выражена через константу скорости реакции k и концентрации реагентов $[C]$

$$R_i = k [C_{H_2O}]^n [C_i]^m \quad (5)$$

где n и m — стехиометрические коэффициенты для водяного пара и компонента i соответственно.

4. Численное решение:

Для численного решения системы уравнений можно использовать метод конечных объемов (FVM) или метод конечных элементов (FEM). Например, для FVM дискретизация уравнения сохранения массы может быть представлена как:

$$\frac{\partial(\rho Y_i)}{\partial t} + \nabla(\rho Y_i \vec{v}) = S_i \quad (6)$$

где S_i — источниковый член, включающий в себя диффузию и реакцию.

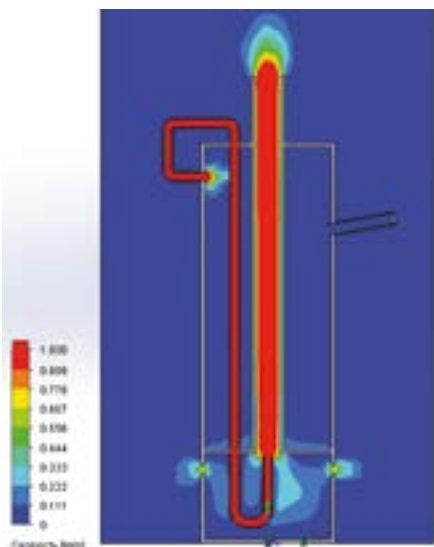
5. Верификация модели:

Модель включает сравнение численных результатов с экспериментальными данными:

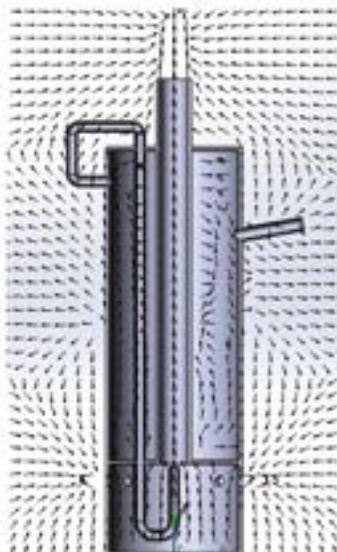
$$e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{P_{exp,i} - P_{num,i}}{P_{exp,i}} \right| \quad (7)$$

где e — средняя относительная ошибка, $P_{exp,i}$ — экспериментальные данные, $P_{num,i}$ — численные результаты, N — количество точек данных.

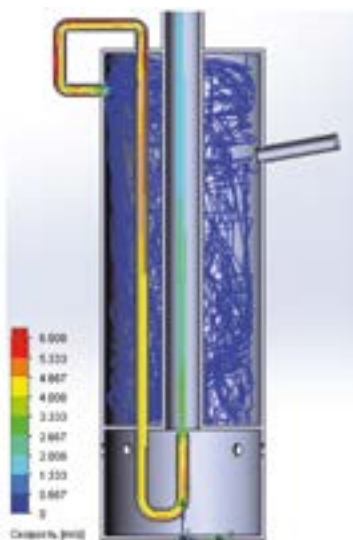
В программном комплексе Flow Simulation построена симуляция работы горелочного устройства («Автономное горелочное устройство» — патент на изобретение № 2824910) с паровой газификацией (распределение температуры, поток газов, эффективность смешивания пара с топливом, образование синтез-газа, тепловые нагрузки на материалы горелки) [2]. См. рис. 1



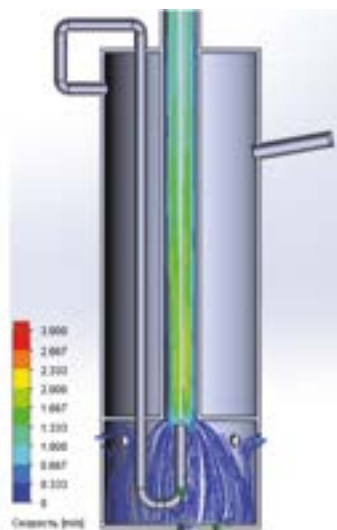
а) Скорости газозвудушных потоков в диапазоне до 1 м/с



б) Векторы скоростей в общем объёме установки и окружающей среде вокруг неё



г) Траектории топливных частиц в объёме установки с окрасом в привязке к их скорости



в) Траектории паровых частиц в объёме установки с окрасом в привязке к их скорости

Симуляция в Flow Simulation подтвердила эффективность работы горелочного устройства с паровой газификацией.

Для упрощения проведения расчетов были разработаны программные продукты (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025619947 «Расчет процесса горения жидкого топлива с учетом паровой газификации», свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025619930 «Программа расчета оптимального расхода пара для сжигания жидкого топлива».

Загрязнение окружающей среды, вызванное сжиганием различных видов топлива, представляет собой одну из самых серьезных экологических проблем современности [5, 6]. Для смягчения последствий сжигания топлива необходимо внедрение современных технологий, направленных на снижение выбросов и повышение эффективности сжигания. Применение паровой газификации в сочетании с математическим моделированием позволяет существенно улучшить экологические и энергетические показатели процессов горения жидкого топлива.

Литература:

1. ГОСТ 10585-2013. Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 8 с.
2. Автономное горелочное устройство: пат. 2824910 Рос. Федерация: МПК F23L 7/00 (2006.01) / Харьковский В.В, Безруких В.Ю., Бондарев А.В., Казаков Н.П., Саркисов С.В., Кащеев Р.Л. (РФ) – опубл. 15.08.2024.
3. Техничко-экономические решения по замене традиционных видов топлива в теплоэнергетических установках объектов Минобороны России / Харьковский В.В., Бондарев А.В., Щербаков А.В. // Сборник статей межведомственной научно-технической конференции «Направление научно-практических исследований МТО и развитие систем жизнеобеспечения специальных объектов МО РФ». Часть 2.г. Санкт-Петербург. СПб: ВАМТО, 2022. С. 33-38.
4. Основные экологические проблемы и пути их решения при сжигании различного вида топлива на объектах Минобороны России / Харьковский В.В., Чепкин А.М., Щербаков А.В. // Сборник научных статей по материалам межведомственной научно-практической конференции Актуальные проблемы военно-научных исследований г. Санкт-Петербург. СПб: ВАМТО. 2023. № 1 (25). С. 210-215.
5. Бондарев А.В., Харьковский В.В., Чепкин А.М., Кукоз Г.В. Особенности горения жидких углеводородных топлив в теплоэнергетических объектах Минобороны России. - Сборник научных трудов «Актуальные проблемы военно-научных исследований» – Санкт-Петербург: 2022 г. Выпуск 1 (19) С. 146-153.
6. Перспективы сжигания жидких некондиционных видов топлив методом паровой газификации / В.В. Харьковский, А.В. Бондарев, В.Ю. Безруких // Актуальные проблемы военно-научных исследований – СПб.: ВАМТО, 2023. № 4 (28). С. 189-195

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ И РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛИНИЙ

Юнусов С.К., генеральный директор ООО «ГТС-Автоном»

На протяжении более чем 13 лет мы занимаемся автономной газификацией, мы создаем надежные решения для отопления и энергоснабжения любых объектов: от частных домов до крупнейших промышленных предприятий, используя сжиженный углеводородный газ (СУГ) как безопасную и эффективную альтернативу природному газу. За это время мы газифицировали более тысячи объектов по всей России.

Мы отвечаем за каждый этап — от проектирования системы газоснабжения и подбора оборудования до монтажа и запуска.

В современном мире нам постоянно требуются инновационные решения для повышения эффективности использования сжиженного газа в качестве топлива для систем отопления и работы технологических линий.

Сжиженный углеводородный газ может одновременно находиться в жидком и газообразном состоянии. Жидкая форма используется для хранения и транспортировки, тогда как газ применяется в системах отопления и горячего водоснабжения. Сжиженный газ представляет собой смесь пропана и бутана. При хранении в резервуарах начинается процесс испарения, который запускается, когда смесь достигает температуры кипения. При низких температурах окружающей среды испарение замедляется.

В случаях, когда потребление газа превышает естественное испарение, производительности резервуара (газгольдера) не хватает для обеспечения стабильной работы котельного или другого газоиспользующего оборудования, возникает необходимость использования испарителей. Испарители — это технологические устройства для преобразования жидкой фазы газа в паровую.

Испарители для сжиженного углеводородного газа обеспечивают стабильное получение газообразной фазы в необходимом объеме, что позволяет избежать проблем с недостаточным естественным испарением.

С 2022 года мы производим собственную линейку испарителей HEATEX, которые отличаются принципом работы и конструктивными особенностями.

Она включает в себя испарители двух видов:

1. Электрические испарительные установки сухого типа;
2. Испарительные установки прямого горения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ СУХОГО ТИПА

Электрические испарительные установки сухого типа «HEATEX» представляют собой устройства, которые используют электрическую энергию для нагрева и испарения сжиженного газа без использования жидких теплоносителей. Эти установки могут быть эффективными в системах отопления

зданий, где требуется быстрое и эффективное преобразование энергии, а также в некоторых промышленных процессах. Такие установки могут быть производительностью от 50 до 200 кг/час, кратно 50 кг/час.

Электрические испарители способны обеспечить высокую скорость испарения и точный контроль температуры. Они компактны: обычно занимают меньше места по сравнению с традиционными системами, использующими теплообменники и жидкие теплоносители. Могут быть легко интегрированы в автоматизированные системы управления, что позволяет оптимизировать процессы и снизить затраты.

Преимущества испарителей «HEATEX»:

Развитая индикация. Она показывает непосредственно состояние испарителя и каждого его тэна, что работает, а что нет.

Переработанная компонентная база. Мы контролируем технологический процесс заливки алюминиевых ядер в средах, куда помещаются тэны и змеевик, это повышает надёжность и энергоэффективность наших испарителей, а также сокращает затраты на их обслуживание.

Блоки управления. Установлены блоки управления, микросхемы, температурные датчики, которые обеспечивают безопасность испарителя.

ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ПРЯМОГО ГОРЕНИЯ

Испарительные установки прямого горения — это устройства, которые используют принцип прямого сжигания топлива для нагрева и испарения сжиженного газа, обычно в контексте отопления, технологических процессов или генерации энергии. В таких установках тепло, выделяемое при сгорании, непосредственно передается сжиженному газу, что позволяет ему переходить из жидкого состояния в газообразное.

Такие установки часто имеют более простую конструкцию по сравнению с системами, использующими сложные теплообменники. А также они высокоэффективны, прямое сжигание может обеспечить высокую теплотворную способность и быстрое нагревание. Имеют производительность 250 кг/ч, 350 кг/ч, 700 кг/ч, 1050 кг/ч, 1400 кг/ч.

Испаритель прямого горения нагревает внутреннюю емкость встроенными горелками, что определяет его наилучшее применение в местах, где использование электричества нежелательно, а также для временного или мобильного использования на объектах. Конструктивно такие испарители полностью независимы от других источников энергии (теплоносителя или электроэнергии), надежны и безопасны.

Благодаря 10-ти летнему опыту использования испарителей прямого горения импортного производства наши инженеры разработали лучшую версию испарителя.

Преимущества наших испарителей:

Автономность: эффективное преобразование газа в тепловую энергию без потерь.

Экономичность: прямое горение обеспечивает быстрый и стабильный нагрев без дополнительных затрат на электроэнергию.

Уникальность: в России мы единственные производители испарителей с технологией прямого горения.

В отличие от импортных аналогов, в испарители прямого горения HEATEX:

- добавлены ручки для переноски и уши для строповки;
- сосуды теплообменные с фланцевыми крышками;
- добавлены краны для слива тяжелых фракций;
- кронштейны основных горелок сделаны съемными;
- предусмотрена система крепления пилотной горелки;
- мультиклапан помещен для удобства под кожу с дверкой.

РАСЧЁТ экономической эффективности эксплуатации испарительной установки прямого нагрева. См. табл.

Каждый из типов испарителей подходит для решения определенных задач.

В случае с автономным газоснабжением частного дома чаще всего используются испарители, устанавливаемые в кожух горловины резервуара. В системах газоснабжения производственных линий или котельных применяются испарительные шкафы мощностью от 50 до 200 кг/час. Если необходима большая производительность, в том числе для газификации зерносушилки или асфальтового завода, рационально использовать испарители прямого горения, имеющие существенное преимущество в виде отсутствия потребления электричества для подогрева газа или теплоносителя.

Все испарительные установки собираются на нашем производстве индивидуально под объект заказчика.

Таблица

	250 кг/ч	350 кг/ч	700 кг/ч	1050 кг/ч	1400 кг/ч	2000 кг/ч	2800 кг/ч
Испарение 1 кг сжиженного углеводородного газа	150 Вт/кг	150 Вт/кг	150 Вт/кг	150 Вт/кг	150 Вт/кг	150 Вт/кг	150 Вт/кг
При эксплуатации электрической испарительной установки	37,5 кВт/ч	52,5 кВт/ч	105 кВт/ч	157,5 кВт/ч	210 кВт/ч	300 кВт/ч	420 кВт/ч
Эксплуатационные расходы электрической испарительной установки							
... кВт/ч x 12 руб./кВт x 24 часа x 30 дней	324 000 Р	453 600 Р	907 200 Р	1 360 800 Р	1 814 400 Р	2 592 000 Р	3 628 800 Р
Эксплуатационные расходы испарительной установки прямого нагрева							
Расход СУГ в час для самонагрева кВт/ч x 864 ккал/кВт / 10800 ккал/кг	—	3 кг/ч	4 кг/ч	8 кг/ч	13 кг/ч	17 кг/ч	24 кг/ч
... x 30 руб./кг x 24 часа x 30 дней	64 800 Р	86 400 Р	172 800 Р	280 800 Р	367 200 Р	518 400 Р	734 400 Р
Экономическая эффективность эксплуатации испарительной установки прямого нагрева в месяц	259 200 Р	367 200 Р	734 400 Р	1 080 000 Р	1 447 200 Р	2 073 600 Р	2 894 400 Р

ТЕХНОЛОГИЯ И ОПЫТ ОЧИСТКИ ЭКРАННЫХ ТРУБ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ ТЭЦ

Колосов А.В., Директор ООО «Инновации и Сервис»

Аннотация. Статья посвящена технологии и опыту химической очистки экранных труб энергетических котлов ТЭЦ от накипи. Технология апробирована на энергетических паровых котлах барабанного типа, производительностью до 420 тонн пара в час. В качестве основного реагента, используемого для промывки рассмотрен реагент Кратол К.

Введение

В настоящей статье сформулирована проблема необходимости очистки экранных поверхностей нагрева паровых энергетических котлов барабанного типа от накипи. Описаны существующие методы очистки котлов, обоснована целесообразность разработки новых подходов к очистке. Предложен апробированный метод химической очистки экранных труб энергетических котлов от накипи с использованием реагента нового поколения Кратол К.

Актуальность проблемы очистки энергетических котлов

Руководящие документы диктуют особые требования к чистоте поверхностей нагрева энергетических котлов ТЭЦ. Даже 1-2 мм. накипи способны вызвать разрыв экранных труб и привести к аварийному останову котла. Согласно МУ 34-70-113-85 «Методические указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования», для паровых барабанных котлов количество отложений после очистки не должно превышать 70г/м^2 . В практике ООО «Инновации и Сервис» встречались котлы, количество отложений на экранных трубах которых достигало более 2500г/м^2 . В 2023-2024 году был выполнен ряд работ по химической очистке ряда энергетических котлов.

На снимке: накипь в экранных трубах энергетических котлов



На снимке: лопнувшие экранные трубы энергетического котла

Существующие методы очистки энергетических котлов

Существующие методы очистки энергетических котлов подробно описаны в МУ 34-70-113-85 «Методические указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования». При этом рекомендовано использовать одноконтурную схему, при которой весь пароводяной тракт котла подвергается очистке одновременно одним раствором. Для этих целей требуется насосы МСК-1500-575 (1500 м³/ч; 575 м вод. ст.; 160 °С; Нвсас = 16 м вод. ст.) для энергоблоков сверхкритического давления; насосы МСК-1000-350 (1000 м³/ч; 350 м вод. ст.;

120 °С; Нвсас = 16 м вод. ст.) - для энергоблоков 100, 150, 200 МВт, насосы 8МСК-7Ч6 (300 м³/ч, 360 м вод. ст.) и 8 МСК-7Ч3 (300 м³/ч, 180 м вод. ст.) - для энергоблоков мощностью менее 100 МВт и отдельных котлов паропроизводительностью до 420 т/ч. Однако в настоящее время, на многих станциях отсутствуют схемы химического хозяйства и необходимое оборудование.

На некоторых станциях используется метод травления соляной кислотой, когда реагент закачивают в котел до уровня верхнего барабана. После этого раствор нагревается до температуры парообразования и проводится естественная циркуляция в котле. При этом нужно понимать, что при температуре более 100°С, ингибиторы в составе соляной кислоты теряют свои защитные свойства и такая промывка чревата повышенным коррозионным воздействием.

Кроме того, отмечаем в своей практике, что все запросы на очистку энергетических котлов содержат требования по промывке только экранных труб. Это поставило задачу разработать новые решения по очистке энергетических котлов от накипи.

Предлагаемое решение

Предлагаемое решение по очистке энергетических котлов содержит не только организацию схемы промывки, но и подбор промывочного оборудования, а также специфику применения реагента Кратол К.

Суть программы химической промывки, предлагаемый ООО «Инновации и Сервис», заключается в создании циркуляционного контура: нижние коллектора, экранные трубы, верхний барабан, аварийный слив. По данному контуру выполняется циркуляция промывочного раствора с использованием внешнего химического насоса. За счет существенно меньшего водяного объема экранных труб, по сравнению с полным контуром котла, существует возможность использовать мобильные установки химической промывки с параметрами: химический насос с подачей до 540 м³ и расширительный бак до 10 м³.

Кроме того, химическая промывка котлов проводится специализированным реагентом Кратол К. Особенностью реагента является высокая моющая способность и безопасность для металла котлов. Лабораторные испытания Кратол К (методом травления), выполненные в АО «ТЭК-11» подтвердили характеристики реагента. По свидетельству ООО «Инновации и Сервис», моющая способность реагента существенно возрастает при циркуляции. Предварительное щелочение котла, также повышают скорость и качество химической промывки.



На снимке: внешний вид реагента Кратол К

Для получения заявленного результата химической промывки, также требуется обеспечение температурного режима. При предварительном щелочении каустической содой (NaOH) температура промывочного раствора должна составлять 92-98°C в течение 8-12 часов. При химической промывке реагентом Кратол К – 50-70°C в течение 72-120 часов.

Этапы химической промывки энергетического котла

Целесообразно подробнее описать все этапы химической очистки энергетических котлов: как подготовительные, так и основные.

1. Сбор информации об объекте очистки.

Безусловно, первым и очень важным подготовительным этапом является сбор исчерпывающей информации об очищаемом котле.

На данном этапе целесообразно сформировать заказчику опросный лист, в котором будут отражены следующие вопросы:

1.1. Тип и марка котла. Здесь учитывается тип и марка котла, его компоновка, производительность. Согласно паспорту, уточняется водяной объем котла и площадь экранных труб. Определяется планируемый объем промывки. В данной статье описана технология промывки экранных и опускных труб паровых энергетических котлов.

1.2. Техническое состояние котла. В данном случае важно получить информацию о сроке эксплуатации котла, проводимых капремонтах и замене частей котла. Уточняется остаточная толщина труб. Собираются данные по нештатным ситуациям, связанным с порывом труб.

1.3. Третьим важнейшим этапом является получение данных о химическом составе отложений и удельной загрязненности внутренних поверхностей нагрева экранных труб.

В 2023 году сотрудники ООО «Инновации и Сервис» выполнили химическую промывку котла Е-100-3,9-440 на одном из предприятий целлюлозно-бумажной промышленности. При этом были собраны следующие исходные данные:

Удельная загрязнённость поверхностей нагрева достигала 2400 г/м², химический анализ накипи показал содержание железа более 70%. Следует отметить, что химический состав накипи в энергетических котлах ТЭЦ примерно одинаков. Оксиды железа – более 70%, соли жесткости (Са и Mg) – 5-10%, Cu – 5-10%, SiO₂ – до 15%.

При возможности получения образцов отложений целесообразно исследовать растворяющую способность применяемого реагента. Специалисты ООО «Инновации и Сервис» посещают все основные объекты, берут образцы накипи и тестируют их растворяемость в реагенте Кратол К. Только после этого возможно определение расхода количества реагента и расчет стоимости работ.

2. Разработка программы проведения работ (ППР)

Также, крайне желательно посещение объекта и согласование программы проведения работ с техническим руководством станции. Отчасти, некоторые вопросы можно обсудить дистанционно, однако наиболее полной будет подготовка программы после посещения объекта.

На данном этапе обсуждаются все технические вопросы, касающиеся выполнения работ: организация схемы промывки, подключение промывочного оборудования, заполнение котла водой и поддержание необходимой температуры в котле во время промывки, общее время выполнения работ и время реализации каждого этапа, нейтрализация и утилизация промывочного реагента, промывка котла водой, вскрытие и очистка верхнего барабана и нижних коллекторов. Здесь перечислены далеко не все вопросы, отражаемые в программе проведения работ.

3. Доставка и подключение оборудования

В связи с отсутствием схем химической промывки, на большом количестве ТЭЦ, ООО «Инновации и Сервис» использует мобильные установки для химической промывки энергетических котлов.

Под мобильностью подразумеваются такие параметры и комплектация оборудования, которые могли бы перевозиться на автомашинах небольшой массы и при этом оперативно подключаться в точках размещения.

В зависимости от мощности котла, используются нержавеющие химические насосы, производительностью от до 540 м³/час. Производительность насосов, как правило, ограничена диаметров продувочных трубопроводов котлов.

В качестве расширительного бака используются емкости до 10 м³. Перевозка емкостей большего объема затруднительна. Кроме того, этого не требуется, поскольку назначение емкости – засыпка и перемешивание реагента Кратол К.

Промывочный насос и емкость подключаются к котлу посредством кислото-щелочестойких рукавов необходимого диаметра.

Как уже сообщалось выше, подача от промывочного насоса производится через дренажный коллектор. Из верхнего барабана промывочный раствор, по аварийному сливу, возвращается в расширительный бак.

4. Предварительная водная промывка котла

Данный этап предназначен для предварительного удаления из водяного тракта котла взвешенных частиц и легко смываемых загрязнений. За счет этого возможно, в некоторой степени, снизить расход химического реагента Кратол К. Водная промывка может производиться как умягченной водой, «на сброс», до светлой воды, так и при циркуляции промывочного раствора, на сброс, при одновременном заполнении промежуточного бака доступной водой из наличия. Длительность этапа – 6-8 часов.

5. Предварительное щелочение котла

Отложения и накипь, образующиеся в энергетических котлах при температуре 500°C и давлении 40 Атм., крайне прочна и жестко сцеплена с поверхностью нагрева. Кроме того, как уже говорилось выше, отложения содержат в себе более 70% оксидов железа.

Для размягчения отложений и увеличения удельной площади их поверхности применяется предварительное щелочение котла. Процедура проводится при циркуляции промывочного раствора в контуре. Температура щелочения - 92-98°C. Время щелочения – 8-10 часов. После щелочения проводится водная отмывка котла в течение 6-8 часов.

6. Химическая промывка котла

Химическая промывка экранных труб выполняется реагентом Кратол К, разработанным по заказу ООО «Инновации и Сервис». При создании реагента сформулировали несколько ключевых требований, важных с точки зрения сервисной организации:

- Растворяющая способность реагента;
- Безопасность реагента для металла промываемого котла;
- Агрегатное состояние реагента;
- Класс опасности;
- Занимаемый объем;
- Фасовка;
- Условия хранения;
- Экономика применения.

Полученный реагент состоит из оптимизированной смеси кислот, ПАВов, ингибиторов коррозии, усилителей моющего действия. Реагент поставляется в сыпучем виде. Фасовка реагента – мешки 40 кг. или МКР 800 кг.

Химическая промывка экранных труб производится раствором реагента Кратол К, при циркуляции. Температура промывочного раствора составляет 50-70°C. Перед промывкой производится заполнение котла водой с требуемой температурой. Запускается промывочная установка и проверяется герметичность контура. При циркуляции производится постепенная загрузка и перемешивание реагента Кратол К.

Химическая промывка экранных труб производится в течение 72-120 часов, в зависимости от удельной загрязненности поверхностей нагрева. Во время работ контролируется кислотность промывочного раствора, температура, содержание общего железа, TDS.

7. Нейтрализация и утилизация промывочного раствора

Нейтрализация промывочного раствора производится, когда показатель pH становится не менее 3-4 единиц. В качестве основного реагента для нейтрализации кислотных растворов выбирают каустическую (NaOH) или кальцинированную (Na_2CO_3) соду. Нейтрализация промывочного раствора производится порциями, в расширительном баке. После этого нейтрализованный раствор откачивается через систему ГЗУ котельного цеха или канализацию.

8. Вторая водная промывка котла

После нейтрализации и утилизации промывочного раствора в промежуточном баке, производится водная промывка котла для нейтрализации остатков промывочного раствора с внутренних поверхностей нагрева. Для этого используется слабощелочной раствор кальцинированной соды. Длительность этапа – 6-8 часов.

9. Выемка шлама

Нерастворимый осадок оксидов железа, меди и силикатов, образовавшийся в процессе химической промывки котла, накапливается в нижних коллекторах. По окончании второй водной промывки вскрывается барабан котла и нижние коллектора. Шлам извлекается вручную и с использованием установки высокого давления с параметрами - не менее 280 бар.

10. Окончательная водная промывка котла

Окончательная водная промывка проводится силами Заказчика путем наполнения, разогрева котла до температуры парообразования и дренирования. В зависимости от степени исходного загрязнения поверхностей нагрева котла может потребовать от 3 до 8 циклов.

Заключение

В настоящей статье сформулирована проблема необходимости очистки экранных поверхностей нагрева паровых энергетических котлов барабанного типа от накипи. Описаны существующие методы очистки котлов, обоснована целесообразность разработки новых подходов к очистке. Предложен апробированный метод химической очистки экранных труб энергетических котлов от накипи с использованием реагента нового поколения Кратол К.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕГРАЦИИ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ НА ТЭЦ: АКТУАЛЬНОСТЬ, ПРОБЛЕМЫ И ВЛИЯНИЕ НА РЫНОК

Новикова О.В., к.э.н., доцент, Санкт-Петербургский политехнический университет, Куваев А.А., магистр, Санкт-Петербургский политехнический университет

Актуальность

В резервных топливных хозяйствах российских теплоэлектроцентралей до сих пор доминирует мазут. По данным Комитета по энергетике Санкт-Петербурга, городские ТЭЦ хранят более 150 тыс.т. резервного мазута, однако фактическое применение этого запаса за последние пять лет не превысило 3 % от общего объёма [1]. Такая неэффективность обусловлена обязательством содержать большой объём резервного топлива на случай аварий с одновременной поддержкой топлива в состоянии готовности: мазут необходимо постоянно подогревать до 50–60 °С для хранения и до 120–130 °С перед сжиганием. Сравнительный анализ себестоимости генерации, выполненный Институтом энергетических исследований РАН, показывает, что себестоимость выработки 1 МВт·ч электроэнергии на мазуте на 40–45 % превышает показатель для природного газа [2].

Помимо экономических потерь, мазутное резервирование приводит к значительным экологическим издержкам. При хранении и периодическом сжигании из резервов выделяются оксиды серы и азота, а процессы подогрева требуют дополнительных затрат электрической энергии. В условиях роста цен на нефтепродукты и ужесточения экологических норм актуальной становится задача поиска альтернативных способов резервирования, которые позволили бы сократить эксплуатационные расходы и улучшить экологическую ситуацию. Малотоннажное производство сжиженного природного газа (СПГ) на площадках ТЭЦ рассматривается как одна из таких перспективных альтернатив.

Проблемы интеграции малотоннажного СПГ-производства

Развитие малотоннажного СПГ-комплекса на ТЭЦ предполагает отказ от мазута в качестве резервного топлива и использование собственных ресурсов станции для сжижения газа. Концепцию такого комплекса разработали О.О. Мильман, В.Б. Перов и коллеги: технология использует избыточное давление сетевого газа и тепло охлаждающей воды, обеспечивая удельный расход электроэнергии на уровне 0,4–0,6 кВт·ч/кг СПГ [4–6]. При продаже части продукта на рынок срок окупаемости комплекса оценивается в 5–7 лет [4–6]. Преимуществом интеграции является возможность использовать для технологических нужд дешёвую электроэнергию собственной генерации и существующую инфраструктуру станции. В расчётах показано, что себестоимость производства СПГ на ТЭЦ составляет около 12,7 руб./кг, включая стоимость природного газа ($\approx 10,3$ руб./кг), электроэнергии, амортизацию оборудования и логистические расходы [4–6]. Для автономных заводов себестоимость на несколько рублей выше из-за дорогой сетевой электроэнергии и дополнительной логистики.

Ключевые проблемы интеграции связаны с высокими капитальными затратами и неопределённостью в разделении расходов между видами продукции. Капитальные вложения в комплекс мощностью 15 тыс. т/год оцениваются в 1,4–1,6 млрд рублей, что может оказаться неподъёмным для инвестиционной программы генерирующей компании. Экономическая эффективность проекта чувствительна к доле коммерческой реализации СПГ: по результатам моделирования без продаж на рынок проект остаётся убыточным, устойчиво положительный NPV достигается при реализации порядка 60–80 % выпуска. При этом, Выход СПГ-комплекса на рынок газомоторного топлива способен изменить региональную конъюнктуру. В Северо-Западном федеральном округе уже сосредоточено более 70% среднетоннажных мощностей российского СПГ. При недостаточных темпах развития газозаправочной сети дополнительное предложение может привести к избытку мощностей и ценовому давлению, усиливая конкуренцию между новыми и действующими производителями. Поэтому ключевым условием устойчивости проектов является синхронное развитие инфраструктуры и координация планов внутри энергетических компаний.

Неопределённость распределения затрат по видам продукции – ещё один барьер. В действующей нормативной базе амортизационные отчисления распределяются между тепловой и электрической энергией пропорционально их выпуску. При интеграции СПГ-комплекса это приводит к перекладыванию большей части затрат на тепловую энергию, что увеличивает тариф. Так как эффект от внедрения СПГ-комплекса отражается на себестоимости электрической энергии (по физическому методу разделения затрат), логично относить амортизационные отчисления преимущественно на электроэнергию и коммерческий продукт СПГ, сохраняя конкурентоспособность тепла и обеспечивая окупаемость проекта.

Выводы

Отказ от мазута и переход к резервированию на базе СПГ способен существенно снизить эксплуатационные расходы и связанные с ними экологические риски. Дополнительным преимуществом является возможность коммерческой реализации продукта, что превращает резерв в источник дохода.

Однако внедрение малотоннажного СПГ – это капиталоемкий и организационно сложный проект. Его успех определяется долей коммерческой реализации, уровнем капитальных затрат и развитием инфраструктуры. Необходимы адаптация нормативной базы для гибкого распределения топливных и амортизационных расходов, локализация технологий и снижение капитальных затрат, а также координация проектов внутри энергетических холдингов. Только при учёте этих факторов малотоннажные СПГ-комплексы могут стать эффективным элементом энергоснабжения ТЭЦ и важным игроком на рынке газомоторного топлива.

Литература

1. *Комитет по энергетике Санкт-Петербурга. Отчёт о запасах резервного топлива на объектах теплоэнергетики Санкт-Петербурга за 2023 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gov.spb.ru/gov/otrasl/energo/> (дата обращения: 25.03.2025).*

2. Институт энергетических исследований РАН. Сравнительный анализ себестоимости генерации энергии.- М., 2021. – Режим доступа: <http://www.eriras.ru> (дата обращения: 25.03.2025).
3. Аверьянов В.К., Блинов А.Н., Митрофанов В.А., Хаев В. К., Цвик А. А. Обоснование целесообразности использования установок сжижения природного газа как источника пикового и резервного топлива для ГТ-ТЭС и ПГУ-ТЭС // Газинформ. 2016. № 2 (52). С. 52–57.
4. Мильман О.О., Перов В. Б., Фёдоров М. В., Ленёв С. Н., Попов Е. А. Перспективы использования сжиженного природного газа в качестве резервного и аварийного топлива на электростанциях группы «Газпром энергохолдинг» // Теплоэнергетика. 2021. № 7. С. 5–18. <https://doi.org/10.1134/S0040363621130026>
5. Перов В. Б., Фёдоров М. В., Мильман О. О., Жедяевский Д. Н., Вивчар А. Н., Ивановский А. А., Охлопков А. В., Никишов К. С., Сказочкин А. В. Концепция регионального топливного комплекса сжиженного природного газа на базе тепловой электростанции // Теплоэнергетика. 2024. № 3. С. 54–62. <https://doi.org/10.56304/S0040363624030068>.
6. Ленёв С. Н., Перов В. Б., Вивчар А. Н., Охлопков А. В., Сигитов О. Ю., Битней В. Д. Сжиженный природный газ как резервное топливо ТЭЦ // Надёжность и безопасность энергетики. 2021. Т. 14, № 2. С. 84–91. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>.
7. Климентьев А. Ю. [и др.]. Карта российской СПГ-отрасли 2024 : справочные материалы / А. Ю. Климентьев [и др.] ; Экономическая лаборатория Александра Климентьева. – Электронные данные. – [Б. м.] : Экон. лаб. А. Климентьева, 2024. – 1 файл (41 с.) : цвет., карты, схемы, табл. – Загл. с титул. экрана. – #СПГКАРТА2024. – Режим доступа: <https://agaz.org> (дата обращения: 16.07.2025).
8. Ланихин Р. Влияние стоимости нефтяного топлива на конкурентоспособность СПГ в транспортной отрасли // Материалы конференции GasSuf, Москва, 2019. – Режим доступа: <https://ngvrus.ru/image/news/2019/gassuf/2-roman-lanihin.pdf> (дата обращения: 16.07.2025).

К ВОПРОСУ О МИНИМИЗАЦИИ СБРОСОВ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Кириленко В.И., преподаватель, Тучков В.К., доцент,
Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-
технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева.

Остаточной фракцией атмосферной перегонки нефти является мазут, представляющий собой густую маслянистую жидкость тёмно-коричневого цвета. В настоящее время применяется как источник сырья для нефтеперерабатывающей промышленности и производства смазочных материалов. Широкое распространение этот продукт получил и как теплоэнергетический ресурс – котельное топливо для котельных и ТЭЦ.

Как топливо мазут обладает относительно низкой теплотворной способностью, имеет термическую и коллоидную стабильность.

Для окружающей среды мазут является одним из основных источников загрязнения ввиду значительных выбросов в атмосферу продуктов его сгорания (сажи, серных и азотистых соединений, оксидов углерода), а также образования замазученных сточных вод (мазут практически не растворяется в воде). Поэтому в настоящее время решение задач минимизации выбросов и сбросов от объектов теплоэнергетики является приоритетными.

Основным источником образования нефтесодержащих (замазученных) вод являются мазутные хозяйства котельных и др. объектов теплоэнергетического комплекса. Это, как правило, сточные воды следующих видов:

1. отстойные воды из мазутных резервуаров с концентрацией загрязнений более 500...100 000 мг/л;
2. загрязненный мазутом конденсат (более 20 мг/л);
3. вода от дренажных насосов мазутного хозяйства, мазутонасосной и от маслохозяйства (более 50 мг/л);
4. обмывочные воды от мытья сливных эстакад и площадок, полов производственных помещений (более 20...100 мг/л);
5. дождевые (талые) воды с загрязненных поверхностей эстакад и сливных площадок из колодца сбора ливнестоков (более 50...200 мг/л).

В большинстве случаев эти воды относятся к безвозвратным, не подвергаются дальнейшему использованию, а собираются в накопительные резервуары или шламовые площадки и, как правило, в дальнейшем сдаются на специализированные площадки.

Для очистки сточных вод объектов теплоэнергетики от загрязнения нефтепродуктами наибольшее распространение получили флотация – сепарационная технология, при которой содержащиеся в сточных водах нефтепродукты выделяются из стоков в неизменном виде.

Ее действие основано на разной способности гидрофильных и гидрофобных частиц удерживаться на границе раздела фаз в жидкой среде, что приво-

дит к образованию флотационных комплексов «частица – пузырек газа (воздуха)» и всплывании их на поверхность в виде пенного слоя (массы). Слой пены представляет собой концентрат извлекаемых нефтепродуктов, которые могут быть использованы в дальнейшем для сжигания в котельных.

Наибольшее распространение в сфере очистки сточных вод получили напорная, пневматическая и электрофлотация; реже – механическая и струйная (гидродинамическая). Это связано с особенностями каждого способа аэрации, основными показателями которого будут являться: дисперсный состав генерируемых пузырьков газа, производительность и стабильность работы, сложность оборудования, а также капитальные и эксплуатационные затраты. Основные характеристики распространённых видов флотации приведены в таблице 1.

Существенным фактором, влияющим на эффективность процесса флотационной очистки, является степень дисперсности, используемой в нем водовоздушной смеси, определяемой величиной среднего диаметра пузырьков воздуха d_p .

Эффективная флотационная очистка нефтесодержащих сточных вод, как правило, возможна лишь при среднем размере пузырьков в водовоздушной смеси не более $d_p = 20 \dots 100$ мкм.

Водовоздушные смеси с такими характеристиками в настоящее время получаются лишь в процессе напорной (компрессионной) флотации. Основным недостатком процесса напорной флотации, ограничивающим возможность дальнейшего повышения эффективности этого метода, является низкое значение коэффициента газонаполнения ($\phi = 0,001 \dots 0,003$) получаемой водовоздушной смеси.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшее распространение в технологиях очистки нефтесодержащих сточных вод получили флотационные методы.

2. Широко применяемые в настоящее время технологии напорной (компрессионной) флотации позволяют получить мелкодисперсную водовоздушную смесь ($d_p = 20 \dots 100$ мкм), при этом величина ее газонаполнения не превышает $\phi = 0,001 \dots 0,003$.

3. Методы флотации с подачей воздуха через пористые материалы, механического и гидродинамического диспергирования водовоздушной смеси позволяют достичь максимального газонаполнения $\phi = 0,1 \dots 0,3$, но не обеспечивая требуемую при очистки нефтесодержащих сточных вод степень дисперсности водовоздушной смеси.

4. Повысить эффективность флотационной очистки нефтесодержащих сточных вод возможно за счет увеличения газонаполнения водовоздушной смеси до $\phi = 0,1 \dots 0,3$ при среднем диаметре содержащихся в ней воздушных пузырьков $d_p = 20 \dots 100$ мкм.

5. Необходим метод флотации, обладающий одновременно высоким газонаполнением и требуемой дисперсностью водовоздушной смеси.

В Военном институте (инженерно-техническом) накоплен многолетний опыт по очистке замаслуженных (нефтесодержащих) сточных вод и создан водоочистный комплекс «СКОН-ГРИН», позволяющий вернуть для технических нужд и процессов теплоэнергетических объектов часть использованных вод (рис. 1).

Таблица 1
Основные характеристики распространённых видов флотации

Показатели	Вид флотации				
	импульсная	баротажная	напорная	электрохимическая	струйная (гидродинамическая)
Диаметр (средний) пузырьков воздуха (газа), дм, мкм	более 200 (300-500)	2000-6000	40-100	100-200	более 150
Газонаполнение ф	0,025-0,3	0,06-0,2	0,001-0,003	0,002-0,005	0,03-0,2
Энергозатраты, кВт·ч на 1 м3 воздуха (газа)	0,2-0,3	0,019-0,042	2-5	10-15	0,01-0,02
Другие недостатки	повышенная турбулентность	забивание пор аэратора (насадка)	наиболее эффективно работает в диапазоне температуры жидкости 15...25 °С	пассивация электродов	обычно используется рабочая жидкость, возможно засорение (забивание) аэратора

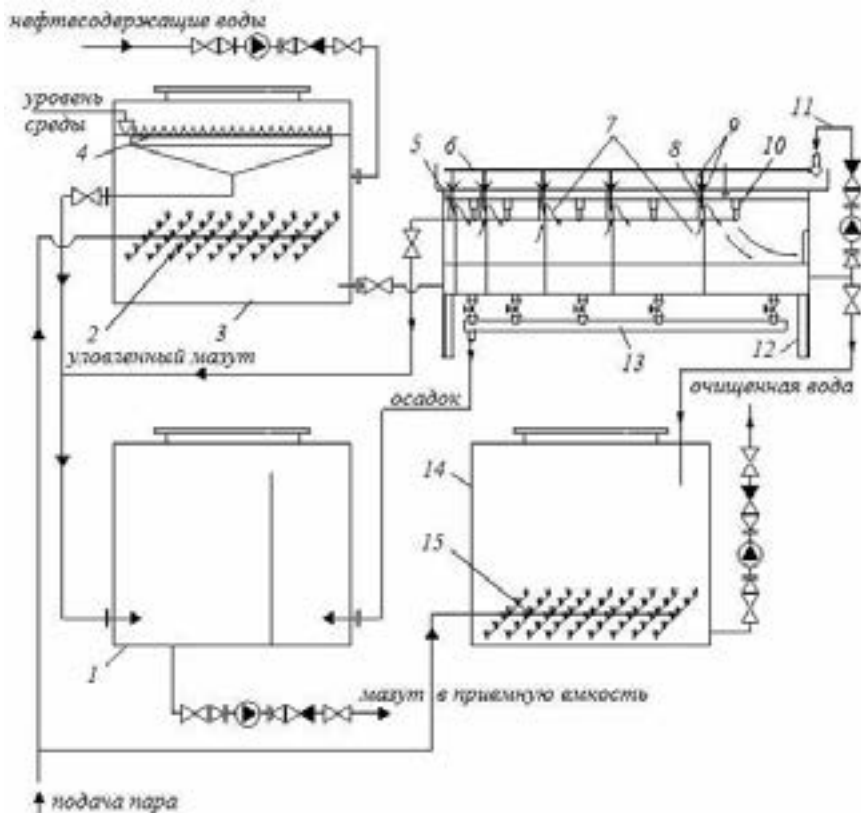


Рис. 1. Схема системы комплексной очистки сточных вод «СКОН-ГРИН»:

1 – приемная емкость выделенного мазута (нефтепродуктов); 2, 15 – перфорированный распределитель пара; 3 – приемная емкость нефтесодержащих сточных вод; 4 – пороговый скиммер с зубчатой приемной частью; 5 – струйно-аэрационная флотационная установка; 6 – коллектор; 7 – путь рециркуляции очищенной воды; 8 – целевой канал; 9 – эжектируемый воздух; 10 – водовоздушные эжекторы; 11 – рециркуляция очищенной воды; 12 – опорные стойки; 13 – труба удаления осадка; 14 – приемная емкость очищенной воды.

В основу комплексов оборудования и устройств «СКОН-ГРИН» положены различные методы очистки сточных вод, включая более совершенный метод флотации – безнапорная струйная флотация, позволившая резко сократить энергозатраты на процесс очистки и получить высокодиспергированную водовоздушную смесь с высоким коэффициентом газонаполнения $\varphi = 0,1 \dots 0,3$.

Литература

1. ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут».
2. Кириленко В.И., Тучков В.К. «Очистка нефтесодержащих стоков котельных». В сборнике: Технологии очистки воды «Техновод-2024»: материалы XV Межд. научн.-практ. конф.: г. Кисловодск, 23-26 апреля 2024 г. / Юж.-Рос. гос. политехн. ун.-т (НПИ) имени М.И. Платова – Новочеркасск: Лик, 2024. С. 295-300.
3. Кириленко В.И., Тучков В.К. «Комплексная очистка нефтесодержащих сточных вод теплоэнергетических объектов». В сборнике статей XII Международного конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. IT технологии. Энергобезопасность. Экология» в рамках Петербургского газового форума 30.10. - 03.11.23 г. – СПб, 2023. С. 80-83.
4. Кириленко В.И., Тучков В.К. «Особенности функционирования струйно-аэрационной установки для извлечения нефтепродуктов из сточных вод объектов теплоэнергетики». В сборнике трудов XI Международной научно-практической конференции «Новые достижения в областях водоснабжения, водоотведения, гидравлики и охраны водных ресурсов», посвященной 210-летию со дня рождения выпускника Университета, инженер-генерала А.И. Дельвига, в продолжение Академических чтений РААСН, основанных академиком РААСН В.С. Дикаревским. ПГУПС, 15-17 ноября 2023 г./ под ред. Н.А. Черникова, Н.В. Твардовской – СПб.: издательско-полиграфическая ассоциация ВУЗов. – 2024. С. 62-66.
5. Коновалов В.Б., Тучков В.К., Петрушин И.Е., Кириленко В.И. Утилизация нефтесодержащих загрязнений объектов военной инфраструктуры, Научный журнал «Военный инженер». № 1 (23), СПб.: Фонд содействия развитию содействия ВИ(ИТ), 2022. С. 6-16.

РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ТОПОЧНОГО МАЗУТА С ПОМОЩЬЮ СПЕЦИАЛЬНОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Тучков В.К., к.т.н., доцент,
Ефремов С.П., преподаватель,
Смирнов И.С., преподаватель, Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-технического обеспечения

Актуальность разработки обусловлена значительными энергозатратами на поддержание температурного режима хранения топочного мазута на объектах теплоэнергетического комплекса. Современные требования к энергоэффективности и экологической безопасности требуют оптимизации этих процессов с применением цифрового моделирования для решения подобных задач.

Тепловые потери, одно из физических явлений от которого избавиться нельзя, но минимизация тепловых потерь методом изменения методики нагревания на основе физико-химических свойств хранимого вещества и самой емкости хранения является реализуемой целью.

Создание программного комплекса для автоматизации расчетов тепловых потерь с учетом реальных эксплуатационных факторов.

Основные задачи:

- Разработка математической модели
- Создание алгоритмов расчета
- Реализация пользовательского интерфейса
- Верификация результатов

Применение цифрового моделирования и методов имитационного анализа важно для оценки термодинамических процессов в инженерных системах. Именно поэтому в основе разработанного программного обеспечения лежат технологии визуализации и расчетные блоки с высоким уровнем адаптивности к исходным данным.

При разработке учитывались различные сценарии эксплуатации резервуаров хранения с топочным мазутом (М-100): температурные колебания по сезонам, аварийные отключения источников тепла, изменения состава мазута и объема хранимого мазута. В системе хранения мазута реализуется метод локализованного нагрева, при котором температура в ядре резервуара поддерживается на уровне 60°C, а в остальной массе — около 20°C.

Особое внимание уделялось моделированию аварийных ситуаций и расчету времени достижения критических температур. Подобный анализ повышает надежность систем хранения.

В разработанном программном обеспечении использована математическая модель для расчета теплового баланса хранилища мазута, где модели-

руется резервуар с распределённой температурой и переменными теплофизическими характеристиками. Программа, разработанная на языке Python 3.10, представляет собой инструмент для обработки и анализа данных, использующий библиотеки PyQt5, Numpy, Matplotlib и Math. Эти библиотеки обеспечивают функциональность, необходимую для реализации сложных математических моделей, статистического анализа и визуализации данных.

Библиотека PyQt5 служит основой для создания графического интерфейса пользователя и управления событиями. Она поддерживает архитектуру сигналов и слотов, что позволяет эффективно организовывать взаимодействия между компонентами приложения. Кроссплатформенность библиотеки обеспечивает совместимость с операционными системами Astra Linux Special Edition (разрешенная для использования на объектах Министерства обороны РФ), MCBC на базе Linux, а также Windows, macOS. PyQt5 обеспечивает кроссплатформенный графический интерфейс. Использование PyQt5 в инженерных приложениях позволяет добиться высокой интерактивности и гибкости интерфейса за счёт применения архитектуры сигналов и слотов, а также встроенных механизмов обработки событий. Это делает библиотеку особенно ценной при разработке специализированных программ для научно-технических задач, где требуется одновременная работа с большими объёмами расчётных данных, их визуализация и корректировка параметров в режиме реального времени.

Numpy является ключевым инструментом для работы с многомерными массивами и матрицами, что критично для выполнения линейной алгебры, статистических расчетов и обработки больших данных. Векторизация операций, реализованная в Numpy, позволяет значительно ускорить вычисления, минимизируя использование циклов и повышая производительность. Это особенно важно при интеграции с датчиками, которые передают данные в реальном времени.

Matplotlib, в свою очередь, обеспечивает визуализацию данных, позволяя создавать графики и диаграммы, которые помогают в интерпретации результатов. Интеграция с Numpy позволяет динамически обновлять графики на основе поступающих данных, что критично для мониторинга и анализа в реальном времени. Возможность сохранения графиков в различных форматах (PNG, PDF, SVG) упрощает дальнейшую работу с результатами.

Библиотека Math предоставляет обширный набор математических функций, включая тригонометрические, логарифмические операции и работу с углами. Это позволяет выполнять сложные вычисления, необходимые для анализа данных и построения математических моделей, таких как регрессионный.

При построении структуры интерфейса программы реализованы отдельные вкладки для каждого расчётного блока (температурный анализ, расчёт теплопотерь, визуализация коэффициента теплопередачи и пр.), что обеспечивает логическое разделение данных и упрощает навигацию для оператора. Благодаря реализации модели событий достигается высокая отзывчивость системы даже при значительных вычислительных нагрузках.

Программный комплекс включает 5 расчётных блоков, которые приведены на рисунке 1.

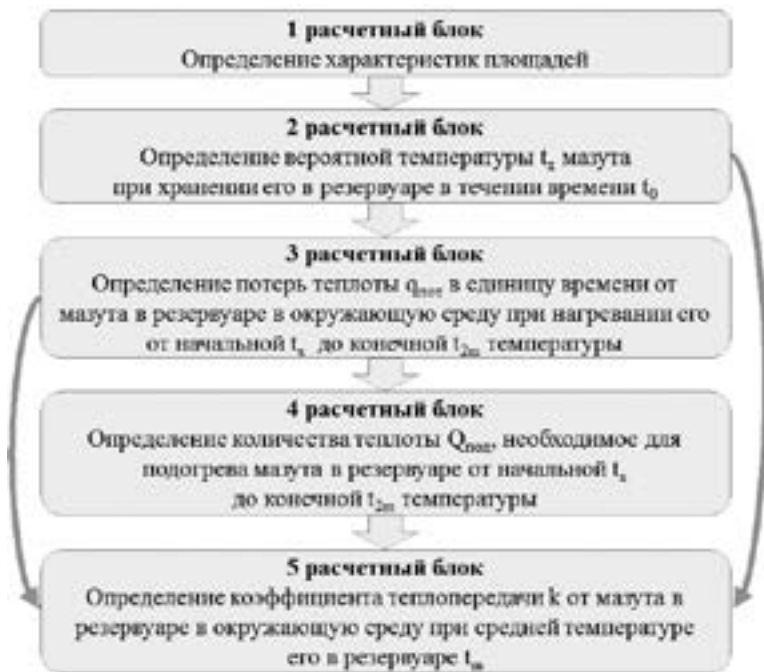


Рисунок 1. Расчетная модель, разделенная на блоки.

Использованы уравнения теплопроводности, конвективного теплообмена и методы численного анализа.

Программа включает более 80 математических формул, сгруппированных в отдельные расчётные блоки, выполняемые последовательно или параллельно в зависимости от входных данных, каждый блок выполняет отдельную термодинамическую функцию. Между блоками осуществляется передача промежуточных переменных в соответствии с зависимостями.

Основные функции:

- Расчёт температуры мазута во времени с учётом внешних и внутренних факторов (уравнение теплопроводности);
- Определение тепловых потерь в системе хранения (термодинамический анализ);
- Вычисление потребности в теплоте для нагрева от исходной до целевой температуры;
- Расчёт коэффициента теплопередачи по законам теплопроводности и конвекции;
- Визуализация температурных изменений и тепловых потоков в виде интерактивных графиков и диаграмм;
- Прогнозирование потребления энергии в зависимости от сезонных факторов и характеристик резервуара;

- Интеграция с датчиками (в перспективе) для получения входных данных в реальном времени.

Традиционно мазут рекомендуется хранить при температуре 60°C. Этот метод широко используется, однако он имеет свои недостатки, такие как повышенные тепловые потери, определяемые законом Фурье, и риск ухудшения качества мазута из-за термической деструкции.

В программе предлагается использовать новую технологию нагрева, при которой средняя температура мазута составляет 20°C, а в ядре — 60°C. Такой подход, основанный на принципах термодинамической неравновесности, позволяет мазуту надолго сохранять свои физико-химические свойства, что делает его более стабильным и эффективным для использования. Это также снижает риск образования осадка и других нежелательных изменений в качестве продукта.

В рамках тестирования программы была использована внедренная технология «холодного хранения с горячим резервированием», которая обеспечила снижение тепловых потерь в 2-3 раза за счёт уменьшения времени непрерывного подогрева. Программа показала точность расчётов и стабильность при работе с массивами данных, полученными в ходе опытной эксплуатации.

Её использование способствует достижению высокой энергоэффективности, снижению эксплуатационных затрат и повышению надёжности хранения мазута в условиях производственных и оборонных объектов.

Таким образом, программа станет важным инструментом для предприятий, стремящихся к оптимизации своих процессов и повышению конкурентоспособности на рынке.

Разработана математическая модель, учитывающая теплофизические свойства мазута, параметры резервуара, внешние условия, создан алгоритм расчета с погрешностью <5%. Реализован интерфейс с функциями ввода параметров, визуализации результатов, экспорта данных, подтверждено снижение тепловых потерь в 2-3 раза. Разработанное решение демонстрирует значительные преимущества по сравнению с традиционными методами расчета:

Точность расчетов повышена на 15-20% относительно ручных методов (по данным верификации на тестовых примерах). Время выполнения полного цикла расчетов сокращено с 1-2 часов до 3-7 минут. Реализованная технология «холодного хранения с горячим резервированием» показала эффективность, согласующуюся с результатами исследований, но с учетом специфики мазутных резервуаров.

Разработанный программный комплекс показал следующие ключевые результаты:

- Обеспечил автоматизацию 92% расчетных операций по определению тепловых потерь.
- Достиг средней точности расчетов 96,2% при верификации на промышленных объектах.
- Продемонстрировал снижение энергопотребления систем подогрева.
- Реализовал инновационную технологию зонного температурного контроля.

Работа вносит следующие оригинальные вклады:

- Разработана усовершенствованная математическая модель теплопередачи для неоднородных сред.
- Создан адаптивный алгоритм расчета с автоматической коррекцией параметров.
- Предложена методика расчета тепловых потерь при использовании технологии «холодного хранения с горячим резервированием» для мазутных резервуаров.

Внедрение программы обеспечивает:

- Сокращение времени на проектные расчеты в 8-10 раз.
- Повышение точности прогнозирования на 18-22% относительно аналогов.
- Снижение аварийности за счет раннего выявления критических режимов.

Выводы

Подтверждена эффективность предложенного математического аппарата. Доказана экономическая целесообразность внедрения, выявлен потенциал для масштабирования на другие объекты ТЭК.

Программа представляет собой завершенное научно-техническое решение, готовое к промышленному внедрению. Полученные результаты открывают новые возможности для цифровизации процессов хранения нефтепродуктов и создания интеллектуальных систем управления энергоресурсами.

КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕЗЕРВНОГО ТОПОЧНОГО МАЗУТА ОБЪЕКТОВ ТЭК ГОРОДА САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Тучков В.К., к.т.н., доцент,
Ефремов С.П., преподаватель,
Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-
технического обеспечения

Тепловая энергия играет ключевую роль в обеспечении теплом и горячей водой жителей северной столицы РФ. Доля ГУП «ТЭК СПб» на городском рынке составляет 48%. Остальная тепловая энергия вырабатывается на предприятиях ТГК, «Петербург Теплоэнерго», РАО «ЕЭС», ООО «Теплоэнергия» и ряда теплогенерирующих предприятий города. В ведении ГУП «ТЭК СПб» находится 276 котельных, на которых в качестве основного топлива используется природный газ (ПГ), за счет сжигания которого производится тепловая энергия для нужд населения. В качестве резервного топлива на объектах ТЭК применяется топочный мазут М100. Годовой оборот мазута в ГУП «ТЭК СПб» в качестве резервного топлива составляет 15 тысяч тонн. Ориентировочно 50% тепловой энергии вырабатывается на предприятиях ТГК, «Петербург Теплоэнерго», РАО «ЕЭС» и др. с годовым оборотом мазута около 10-15 тысяч тонн. Теплогенерирующие организации вынуждены ежегодно покупать и использовать топочный мазут в качестве резервного топлива вместо природного газа (ПГ) в виду необходимости его оборачиваемости, так как мазут, находящийся на хранении, теряет свои эксплуатационные свойства и требует ежегодного обновления. При стоимости мазута в 2022 году 29,5 тыс. рублей за тонну годовые затраты на покупку ориентировочно составляют 885 млн. рублей.

В настоящее время рассматривается вопрос использования в качестве резервного топлива сжиженного природного газа (СПГ), как альтернативу топочного мазута М100. Однако существующие технологии по производству СПГ, его транспортировке и хранению, регазификации для использования в качестве основного и резервного топлива широкого применения не нашли ввиду неподготовленности промышленности и отсутствия инженерных решений по обеспечению требований безопасности.

В РФ все технологическое оборудование теплоэнергетических комплексов (ТЭК) при использовании топочного мазута (в качестве основного или резервного топлива) от сливного фронта до горелочных устройств разрабатывалось в 60-е годы. Внедрение на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) новых технологий глубокой переработки нефти привело к значительному увеличению в топочном мазуте доли тяжелых высококипящих остаточных фракций, что значительно усугубило проблемы, связанные с использованием поставляемого в настоящее время свертяжелего высоковязкого мазута со снижением надежности работы, как топливных систем хранения, топливopодготовки, так и качества сжигания мазута в котлах.

Анализ проблем при использовании топочного мазута потребовал искать новые, эффективные способы повышения экономичности, надежности, маневренности и обеспечения экологических показателей функционирования теплоэнергетических комплексов, что является актуальной задачей.

Разработка научно-технических идей, обеспечивающих комплексное решение, как эксплуатационных проблем при функционировании топливных парков, так и вопросов, связанных с современными требованиями по экономическим и экологическим показателям в части хранения и использования мазута, направлена на реализацию озвученных проблем. Важно отметить, что разработка заявляемого комплексного решения одновременно решает задачи и по обеспечению повышения уровня пожаробезопасности, предотвращение разливов пожароопасных жидкостей (мазута) в результате аварий, а в свете проводимой специальной военной операции (СВО) заставляет безотлагательно внедрять отечественные изобретения с проведением мероприятий, которые способны обеспечить снижение тяжести последствий возможных террористических или диверсионных атак вероятного противника, возможных аварий при функционировании теплоэнергетических объектов ТЭК Санкт-Петербурга, нефтеперерабатывающих предприятий и нефтяных баз.

В ВИ(ИТ) (г. Санкт-Петербург) накоплен большой опыт работы с топочным мазутом, с применением принципиально новых технологий слива топочного мазута, его хранения, обработки и подготовки к гарантированному сжиганию, в том числе ухудшенного качества, а также не используемых ранее топливных остатков, смесей нефтесодержащих отходов (СНО) и обводненных нефтепродуктов.

В ВИ(ИТ) (г. Санкт-Петербург) разработана и внедрена «Система топливоподготовки трехконтурная (СТТ-ГРИН)» с технологией «холодного хранения мазута с горячим резервированием» со снижением энергозатрат топливных хозяйств ТЭК в 3-4 раза, без потери эксплуатационных свойств мазута со сроком хранения более 10 лет, представляет возможность утилизации нефтесодержащих отходов, резко снижает вредные выбросы и сбросы. Технология «СТТ-ГРИН» является результатом многолетних теоретических и экспериментальных исследований, проверена в реальных условиях длительной эксплуатации на теплоэнергетических комплексах военного и гражданского назначения. Система СТТ-ГРИН обеспечивает комплексное решение как эксплуатационных проблем, так и вопросов, связанных с современными требованиями по экономическим и экологическим показателям работы котельной при использовании мазута в качестве основного или резервного топлива с расширением функциональных возможностей теплоэнергетических комплексов.

МОРФОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ ТКО КАК ОСНОВА ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ В СТРАНАХ БРИКС

Тарбаева В.М., Бушихин В.В., государственный научно-исследовательский институт
промышленной экологии Росприроднадзора, г. Москва,
Чусов А.Н., ФГАОУ ВО СПб Политехнический университет Петра Великого

Успешный план обращения с твердыми коммунальными отходами требует системного подхода, а не разрозненных индивидуальных попыток разных стран в этой отрасли. Необходимо провести целостную и интегрированную оценку сочетания компонентов, которые могут максимизировать экономические, экологические и социальные выгоды при разумных затратах для текущего и будущего при обращении с ТКО, что определяется понятием «Экологизация сектора отходов». Этот комплексный подход или стратегия по обращению с твердыми коммунальными отходами включает в себя приоритетное предотвращение и минимизацию образования отходов, практику разделения и переработки твердых коммунальных отходов, услуги по управлению отходами, продвижение «трех принципов» (повторное использование, переработка и рекуперация), внедрение безопасной транспортировки отходов, их обработки, снижение выбросов парниковых газов и эксплуатацию объектов безопасного захоронения – полигонов ТКО. Участие заинтересованных сторон должно основываться на определенном системном подходе, который должен быть экономически жизнеспособным и основываться на разработке устойчивых технологий и создании рабочих мест. Надлежащее обращение с ТКО помогает в том, чтобы сохранить экосистему, улучшить качество окружающей среды (т.е. воздуха, воды, почвы) и смягчить негативное воздействие на здоровье населения. Современные инвестиционные возможности заключаются, прежде всего, в переработке отходов, компостировании, транспортировке и **производстве энергии**.

В контексте вышесказанного мир можно разделить на три основных региона: страны с развитой экономикой, в частности, страны «Большой восьмерки», страны с переходной и формирующейся экономикой (страны БРИКС) и развивающиеся экономики. «Большая восьмерка» - это форум восьми стран, размер или стратегическая важность которых обуславливают их особую важную роль в мировой экономике. В число стран «Большой восьмерки» входят: Канада, Франция, Германия, Италия, Япония, Россия, Великобритания и США. БРИКС - это страны с развивающейся экономикой (со средним уровнем дохода): Бразилия, Россия, Индия, Китай и Южная Африка. С 2024 года к странам БРИКС присоединились еще несколько стран. В частности, если мы говорим об Африканском континенте, то к странам БРИКС присоединились Египет и Эфиопия.

В докладе представлена краткая информация о текущем количестве, составе и методах обращения с ТКО в различных регионах, и в частности в странах БРИКС (Южная Африка и Египет). Это оценочное исследование и обзор существующей информации, почерпнутой из соответствующей лите-

ратуры, с использованием различных документальных/вторичных источников.

В докладе также рассматриваются преимущества экологизации сектора обращения с отходами, включая варианты смягчения последствий для сокращения выбросов парниковых газов и рекуперации материалов, производства энергии из твердых отходов, создания рабочих мест и их влияния на благосостояние людей. Основная цель совершенствования сектора обращения с отходами - переход к «зеленой» экономике в африканских странах, членах БРИКС. Изучение глобальных моделей обращения с твердыми коммунальными отходами и изучение того, как это влияет на государственную политику, бизнес-модели, возможности «зеленых» инвестиций и инновационные подходы играют первостепенное значение для того, чтобы повлиять на лиц, принимающих решения в пользу «зеленой» экономики. Изучение уроков, извлеченных из успешных моделей обращения с твердыми коммунальными отходами в странах БРИКС и развивающихся странах создает основу, на которой можно осуществить переход к «зеленой» экономике.

Общий объем ТКО, образующихся во всем мире, оценивается примерно в 1300 миллионов тонн в год, и ожидается, что в 2025 году он увеличится примерно до 2200 миллионов тонн. Основными источниками ТКО являются жилой и коммерческий секторы. Пищевые отходы, садовые отходы, бумага, пластик и стекло, образующиеся в обоих секторах, вносят наибольший вклад в образование твердых коммунальных отходов в целом. Затем количество отходов варьируется в зависимости от остальных секторов, при этом строительство и снос зданий занимают первое место после жилого и коммерческого секторов. Это связано с образованием отходов из бетона, металла, дерева, асфальта, стеновых плит и грязи, в которых преобладают отходы.

Определение характеристик ТКО является сложной задачей, поскольку их состав и количество сильно варьируются в зависимости от региона и с течением времени. Оценки состава твердых коммунальных отходов всегда являются неопределенными. Для определения характеристик компонентов (морфологического состава) ТКО обычно используются три метода: обзор литературы, анализ затрат и результатов и выборочные исследования. В свое время Агентство по охране окружающей среды США определило процентную долю различных компонентов, входящих в состав ТКО в массовом выражении. Хотя известно, что органические отходы составляют наибольшую долю в ТКО в большинстве стран, в массовом выражении наибольшая доля приходится на бумагу и картон. За ними следуют садовые отходы, пищевые продукты, пластмассы и другие составляющие.

Исходя из типичного морфологического состава ТКО в разбивке по регионам в зависимости от уровня доходов и экономических стандартов, можно сделать вывод о переходе от производства ТКО с высоким содержанием органики к производству пластика и бумаги, что соответствует увеличению ВВП. Страны БРИКС: ЮАР и Египет стремительно движутся к высоким показателям по ВВП и образованию ТКО на душу населения.

С другой стороны, стоит отметить, что домохозяйства с более высоким доходом в развивающихся странах, как правило, производят больше неорганических отходов, в то время как домохозяйства с низким доходом произво-

дят большую долю органических материалов. Однако некоторые домохозяйства с высоким доходом в развивающихся странах по-прежнему производят такое же количество неорганических отходов, как это делают обычные домохозяйства в странах с низким уровнем дохода. Уровень благосостояния является мощным фактором образования ТКО. Уровень образования твердых коммунальных отходов в развивающихся странах и странах БРИКС в 2019 году был ниже, чем в странах Большой восьмерки.

В докладе представлен прогноз уровня образования ТКО в 2025 году для некоторых стран в трех целевых регионах (G8, БРИКС и развивающиеся страны). Очевидно, что в некоторых странах «Большой восьмерки» уровень образования отходов несколько возрастет, в то время как в некоторых других странах «Большой восьмерки», таких как Япония, Германия и Италия, он останется прежним или снизится. Это можно объяснить низкими темпами роста населения, повышением осведомленности и политическими мерами, направленными на управление ТКО. Ожидается, что к 2025 году уровень образования ТКО как в странах БРИКС, так и в развивающихся странах, за исключением Южной Кореи, будет быстро расти. Рост ТКО В Африке в первую очередь связан с ростом численности населения, а также может быть связан с увеличением ВВП на душу населения в странах БРИКС и внедрением некоторых политических и экономических факторов, таких как кооперативы в Южной Африке. Прогнозируемый уровень образования ТКО требует от африканских стран БРИКС, в частности, скорейшего внедрения надлежащих методов обращения с ТКО.

Прогресс в технологиях преобразования отходов в энергию, газификацию и более совершенных технологий вторичной переработки способствует получению разнообразных продуктов наряду с достижением более высоких уровней эффективности и экологичности в африканских странах БРИКС. Следует отметить, что хотя иерархия отходов адекватно описывает общие варианты для развитых стран, некоторым из них еще предстоит перейти к использованию обустроенных полигонов ТКО, и что правильно спроектированные полигоны могут значительно улучшить ситуацию по сравнению с неконтролируемым сбросом отходов на неорганизованные антисанитарные свалки.

Большинство развитых стран достигли четвертой или пятой стадии процесса развития отрасли. Большинство развивающихся стран все еще находятся на второй стадии. В докладе представлена доля различных методов обращения с ТКО в нескольких странах. Более половины образующихся в мире ТКО сбрасывается на свалки или утилизируется в антисанитарных условиях, и большая часть приходится на африканские страны. В этом аспекте африканские страны БРИКС выступают лидерами в развитии системы переработки и захоронения ТКО. Переработка ТКО используется для обращения только с примерно 20% от общего объема образующихся отходов. Оставшееся количество твердых коммунальных отходов используется для рекуперации энергии (ВТЭ). В развитых странах использование свалок со временем сокращается по сравнению с другими вариантами. Это может быть связано с низкой доступностью земли и более высокими ожиданиями сообщества в отношении надлежащего управления вторичными ресурсами.

В докладе представлен уровень образования ТКО и процентная доля утилизированных, сожженных, компостированных и неуточненных отходов в трех различных регионах. Резкое сокращение доли ТКО, подлежащих захоронению на свалках в странах «Большой восьмерки», может быть связано с повышением осведомленности и принятием политических мер по обращению с отходами (различные Директивы ЕС), которые обязывают государства-члены ЕС сокращать количество биоразлагаемых ТКО, выбрасываемых на свалки. Доля обращения с неуточненными ТКО выше в развивающихся странах, и в частности в африканских странах.

Экологизация сектора твердых коммунальных отходов в африканских странах-членах БРИКС принесет значительные выгоды обществу и внесет значительный вклад в косвенные экономические показатели с точки зрения создания рабочих мест, сокращения выбросов парниковых газов и связанных с этим преимуществ для здоровья, обеспечения производства энергии и защиты здоровья людей.

«Зеленая экономика» основана на модели устойчивого развития и принципах экологической экономики. «Зеленая экономика» не имеет согласованного на международном уровне определения, но широко используется интерпретация UNEP: «экономика, которая приводит к повышению благосостояния людей и сокращению неравенства в долгосрочной перспективе, не подвергая будущие поколения значительным экологическим рискам и экологическому дефициту».

Экологизация сектора твердых коммунальных отходов для африканских стран БРИКС потребует перехода от традиционных методов обращения с ТКО (которые в основном направлены на защиту здоровья человека) к содействию предотвращению образования отходов, их повторному использованию, рециркуляции и рекуперации, что может лучше защитить здоровье человека, одновременно способствуя экономической активности и решению проблемы глобального истощения ресурсов. Этот сдвиг может быть достигнут за счет применения устойчивых и комплексных подходов к обращению с твердыми коммунальными отходами, которые создают рабочие места, вырабатывают энергию и другие побочные продукты для полезного использования и улучшают качество окружающей среды, качество жизни и здоровья. Инвестиции в управление твердыми отходами могут обогатить экономику за счет внедрения новых услуг, продуктов и систем в других секторах, включая промышленность, сельское хозяйство, обрабатывающую промышленность, строительство, транспорт и т.д. Современные инвестиционные возможности заключаются в переработке отходов, компостировании, транспортировке и производстве энергии.

Устойчивое обращение с ТКО дополняет концепцию «зеленой экономики», особенно если учесть ключевую роль сектора твердых коммунальных отходов в создании низкоуглеродной экономики замкнутого цикла, при которой образование отходов и вредных веществ сводится к минимуму, количество повторно используемых, рециркулируемых или восстанавливаемых материалов максимально увеличивается, а количество удаляемых отходов минимизируется со всеми вытекающими последствиями.

Устойчивая и интегрированная СИСТЕМА управления ТКО, или «Зеленая» СИСТЕМА управления ТКО для африканских стран БРИКС:

1. является неотъемлемой частью успешного местного управления;
2. делает упор на участие заинтересованных сторон;
3. делает упор на гигиену и безопасность труда;
4. обеспечивает предоставление экономических услуг;
5. гарантирует окупаемость затрат;
6. выполняется экологически чистым способом, который сводит к минимуму использование ресурсов и максимизирует их извлечение;
7. способствует созданию рабочих мест в самом секторе и поощряет предоставление услуг и продуктов в других секторах и отраслях промышленности;
8. помогает снизить финансовое давление на правительства.

Главной целью стало создание «низкоуглеродной экономики» с увязкой истощения ресурсов и образованием твердых коммунальных отходов. В настоящее время поощряются инвестиции, направленные на «сокращение выбросов углекислого газа, оптимизацию использования ресурсов, предотвращению утраты биоразнообразия и оказанию экосистемных услуг». К основным секторам, которые могут способствовать развитию зеленой экономики, относятся «возобновляемые источники энергии, экологичные здания, экологически чистый транспорт, управление водными ресурсами, управление отходами и земельными ресурсами».

Для того чтобы сектор обращения с твердыми коммунальными отходами внес свой вклад в «зеленую» экономику, в первую очередь необходимо обеспечить соблюдение трех основных принципов устойчивого развития – социальной, экологической и экономической устойчивости. Экономическая устойчивость достигается тогда, когда сектор переработки отходов производит вторичные материалы экономически эффективным способом, создает новые предприятия, создает больше рабочих мест, обеспечивает доступную энергию, не содержащую выбросов углерода, и сводит к минимуму количество остаточных отходов. Средства и инвестиции необходимо направлять на соответствующую практику, инфраструктуру, оборудование и услуги, которые доступны по цене для эксплуатации и обслуживания в течение всего срока их службы. Там, где это возможно, экономические инвестиции должны способствовать финансированию местных технологий и предприятий.

Социальная устойчивость достигается тогда, когда условия труда в секторе обращения с отходами безопасны и полезны для здоровья как работников, так и общества в целом. Занятость в зеленой экономике также должна быть связана с другими социальными аспектами.

Экологическая устойчивость сектора переработки отходов для достижения «зеленой» экономики подразумевает, что ресурсы должны подвергаться анализу жизненного цикла, начиная с производственного сектора, чтобы стимулировать производство неопасных товаров и материалов, что в конечном итоге приведет к образованию наименьшего количества отходов. Кроме того, следует поощрять устойчивое потребление, обращаясь к потребителям посредством реализации стратегий предотвращения образования отходов.

Правительство африканского государства БРИКС - Южная Африка намерено использовать и использует возможности сектора переработки отходов для решения проблемы высокого уровня безработицы (31,9% в 2025 году) и повышению экологической устойчивости. К 2030 году планируется создать 60 000 новых рабочих мест и около 3000 кооперативов в секторе обращения с отходами. Кооперативы сталкиваются со многими проблемами, особенно с отсутствием инфраструктуры. Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что кооперативы в настоящее время слабы и что 90% из них терпят крах. Это может быть связано со стремлением правительства зарегистрировать множество кооперативов, не оказывая поддержки устойчивому развитию бизнеса. Успех также требует большей интеграции с муниципалитетами и частным сектором.

Несмотря на трудности, есть несколько положительных примеров кооперативов, которые добились отличных результатов в секторе переработки отходов, доказывая, что кооперативы могут создавать рабочие места для борьбы с бедностью. Только в 64 кооперативах, принявших участие в исследовании, было создано 1905 рабочих мест. Большинство кооперативов (97%) работают в сфере сбора и сортировки отходов. Некоторые выявленные области роста включают в себя центры выкупа, переработку и производство, расширение зон сбора и сбор новых видов вторсырья, таких как органические и электронные отходы.

Больших успехов добился новый африканский член БРИКС – Египет, сократив уровень безработицы до 6,3%, также внедряя экологически чистые технологии в сфере сепарации и переработки отходов.

Как и в большинстве развивающихся стран, переработка отходов в Южной Африке осуществляется в основном за счет неформального сектора переработки отходов, который по оценкам в настоящее время обеспечивает жизнь некоторым людям от 80 000 до 200 000 занятых. Считается, что неформальный сектор в Южной Африке использует 80% стекла, 90% ПЭТ-пластика и большую часть переработанной бумаги для вторичной переработки. Это привело к довольно высоким (по международным стандартам) показателям переработки упаковочных материалов, включая стекло, металл, бумагу и пластик.

Национальное обследование сектора обращения с отходами за 2016 год также выявило сильную зависимость от захоронения отходов как технологического варианта как в частном, так и в государственном секторах обращения с отходами в Южной Африке. Исследование показало, что, хотя частный сектор внедряет (в некоторой степени) альтернативные технологические решения, муниципалитеты по-прежнему в значительной степени полагаются на захоронение отходов на свалках в качестве основного решения для обращения с отходами.

Если учесть, что примерно 13% всех отходов, образующихся в Южной Африке, составляют муниципальные органические отходы, собираемые преимущественно муниципалитетами, и еще 61% отходов промышленности и сельского хозяйства связаны с биомассой, удивительно, что биологическая обработка (например, компостирование, анаэробное сбраживание) не используется в Южной Африке более широко. Промышленность в ЮАР произ-

водит большое количество отходов биомассы, но тепловые и биологические технологии по-прежнему находятся в стадии разработки. Промышленная биомасса представляет собой самый крупный вид отходов общего назначения, образующихся в Южной Африке, объем которых, по оценкам, в 2021 году составлял 36 тонн в год.

Ожидается, что глобальное образование твердых отходов увеличится с более чем 3,5 миллионов тонн в день в 2015 году до более чем 6 миллионов тонн в день в 2025 году. Поскольку управление отходами все больше увязывается с управлением ресурсами, возникла глобальная сеть потоков материалов и отходов, пригодных для вторичной переработки, что привело к созданию глобальных рынков вторичной переработки. Большая часть этого вторсырья направляется в Китай. Объем мировой торговли пластиковыми отходами, составляющий по оценкам 12 миллионов тонн, оценивается в 5 миллиардов долларов в год, причем большая часть этих отходов (около 70% мирового рынка) приходится на Китай. Китай, второй по величине в мире потребитель пластмасс, является родиной крупнейшей в мире индустрии переработки пластмасс, «отрасль, которая включает в себя от 40 000 до 60 000 небольших семейных компаний». В Южной Африке также наблюдается рост экспорта пластиковых отходов, который за последние три года увеличился с 5,6% от общего объема переработанного пластика в 2019 году до 7,1% в 2022 году.

ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТОПЛИВА ИЗ ТКО КАК ОДИН ИЗ ПУТЕЙ РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ.

Бушихин В.В., заместитель председателя СПБРО МОО «Природоохранный союз»,
Тарбаева В.М., Председатель Центрального совета Межрегиональной общественной
организации «Природоохранный союз», академик РЭА, Пахтинов В.М.,
Чусов А.Н., ФГАОУ ВО СПбПУ Петра Великого

Экология, энергоэффективность и ресурсосбережение взаимосвязаны, но первичной является экология, а последние — вторичны.

Это следует из того, что:

- **Экология** изучает взаимодействие живых организмов с окружающей средой и направлена на сохранение природных ресурсов и устойчивое управление ими для снижения воздействия на окружающую среду.

- **Энергоэффективность и ресурсосбережение** — это отношение или другая количественная взаимосвязь между результатом работы, услуги, произведенными товарами или энергией и потребленной энергией, и другими ресурсами, поступившими на вход.

Основополагающим документом в области производства альтернативного топлива в РФ является №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», который дал определения данного вида топлива, определил цели и задачи в части энергосбережения и о повышении энергетической эффективности.

Основным направлением достижения целей снижения до 50% к 2030 году полигонного захоронения твердых коммунальных отходов (ТКО) является, кроме максимально возможного извлечения полезных вторичных ресурсов, выделение горючих остатков сортировки в качестве альтернативного топлива (АТ).

Объем образования ТКО в Российской Федерации составляет около 70 млн т в год. На полигонах размещается около 85% отходов, 7-12% отходов проходит обработку и около 3-5% это потери при накоплении и транспортировке. Доля извлекаемых полезных ресурсов за счет производства АТ может быть увеличена с 15 до 40%, без учета органической части, направляемой на компостирование, при оптимальной стоимости сортировки.

Методы переработки ТКО можно разделить на два основных направления с точки зрения получения альтернативного топлива:

Различают два основных направления производства АТ:

- ориентированные на выборку вторичных ресурсов — при котором осуществляется ручной или автоматический отбор полезных фракций, а из остатков после сортировки ТКО готовится альтернативное топливо;

- ориентированные на приготовление альтернативного топлива из ТКО — при котором поток смешанных ТКО измельчается, после чего проходит обработку, в ходе которой удаляются черные и цветные металлы, а также негорючие фракции — камни, стекло, керамика — остальное, включая органические фракции ТКО, могут направляться на приготовление АТ.

Решения первого направления более соответствуют принципам экономики замкнутого цикла, т.к. сохраняют ценные вторичные ресурсы в хозяйственном обороте. Они включают в себя два комплекта оборудования: сортировки ТКО и последующего производства альтернативного топлива.

Решения второго направления меньше соответствуют принципам экономики замкнутого цикла, так как вместо переработки без потери качества вторсырья, происходит переработка с потерей качества вторсырья — преобразованием в топливо.

Если в решениях первого направления измельчение отходов происходит только на этапе производства альтернативного топлива, уже после этапа сортировки, то в решениях второй категории измельчение отходов происходит сразу за этапом разрывания пакетов. В дальнейшем из измельчённой массы извлекают черные и цветные металлы, негорючие фракции остатков сортировки ТКО. Как следствие, извлечёнными оказываются высоколиквидные фракции, все прочие могут быть преобразованы в АТ. С одной стороны, это повышает качество, калорийность и увеличивает выход альтернативного топлива в расчёте на одну тонну входящего потока ТКО того же морфологического состава. Но полезные качества преобразуемых в АТ пластиков, картона, бумаги, дерева и текстиля утрачиваются безвозвратно.

Таким образом, необходимость получения АТ из ТКО должна быть учтена при применении технологических решений комплексов переработки ТКО, что может повлиять на себестоимость переработки.

ТКО является крупнотоннажным и стабильно возобновляемым источником альтернативного топлива (АТ), получаемого из горючих фракций этих отходов, таких как: полимеры, бумага, комбинированная упаковка, текстиль, древесина, кожа, резина и т.п., как правило не пригодные к дальнейшей переработке, а, значит, не продаваемые. Из объемов генерируемого в РФ ТКО можно получить порядка 12-15 млн. тонн АТ с теплотворной способностью 3,5-4 тыс. ккал/кг при влажности не более 20%.

Сравнительная характеристика видов топлива по калорийности приведена в таблице 1.

Характеристика	Природный газ	Каменный уголь	Торфобриккет	АТ
Калорийность, ккал/кг	≤8050	≤6200	≤3500	4200–5200
Коэффициент калорийности по отношению к каменному углю	1,29	1	0,56	0,76

Большим стимулом для развития и внедрения данных технологических решений стало принятие 28 декабря 2022 г. отраслевой программы, разработанной при участии ППК «Российский экологический оператор»: «Применение альтернативного топлива из отходов в промышленном производстве на 2022–2030 годы» (N 16042п-П11).

При этом, Минприроды РФ не против энергетической утилизации как таковой, но принципиально выступает за то, чтобы этот вид утилизации находился «в самом низу списка возможной поддержки».

В конце 2024 года Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии в рамках программы «Применение альтернативного топлива из отходов в промышленном производстве на 2022-2030 годы» два ГОСТа на топливо из ТКО. Этими ГОСТами регламентировано, что исходным сырьем являются остатки сортировки ТКО (коды ФККО 7 41 11911 72 4и7 41 119 12 72 5) после изъятия вторичного сырья и являющиеся отходами классов опасности IV и V для окружающей природной среды в соответствии с ГОСТ Р 53691, которые сопровождаются Паспортами отходов по ГОСТ Р 53691.

Приняты требования к альтернативному топливу из ТКО для применения в цементной и металлургической промышленности с учетом аспектов повышения энергоэффективности и ресурсосбережения.

Данные стандарты не распространяются на твердое топливо из отходов, отличных от ТКО, если в их состав не входят фракции отходов, образовавшиеся после извлечения из них максимально возможного количества вторичных ресурсов на объектах обработки ТКО.

АТ из ТКО должны иметь спецификацию, форма спецификации согласовывается с потребителем, оформляется с учетом требований, утвержденных в технической документации потребителя.

ГОСТ Р 71857—2024 «Альтернативное топливо из ТКО для металлургической промышленности. Технические условия». Обозначение «Альтернативное топливо из ТКО для металлургической промышленности» - **АТ(ТКО) ГОСТР 71857—2024**.

Возможные виды применения такого топлива:

- Доменные печи: вдувание альтернативного топлива в виде пеллет или гранул позволяет снизить расход кокса и природного газа.

- Коксовые батареи: подача альтернативного топлива в виде пеллет или гранул снижает расход угольных концентратов.

- Вращающиеся печи обжига извести: вдувание альтернативного топлива в виде хлопьев экономит потребление природного газа.

Достоверных данных о применении АТ ТКО в металлургической отрасли нет. Известны попытки изготовления и применения данного вида топлива на Новолипецком меткомбинате.

ГОСТ Р 71858-2024 «Ресурсосбережение. Альтернативное топливо из ТКО для цементной промышленности. Технические условия». Обозначение «Альтернативное топливо из ТКО для цементной промышленности» - **АТЦ-16 ГОСТР 71858—2024**, где цифра «16» - низшая теплота сгорания, МДж/кг.

Применение АТ различной природы, и из ТКО, в частности, при производстве цемента известно в РФ более 10 лет. Накоплен значительный опыт производства, способов доставки, хранения и подачи на печи, показавший эффективность и не ухудшение экологических показателей качества цемента и окружающей среды.

В Российской Федерации работают более 50 цементных заводов общей мощностью 70 млн. тонн, при среднем расходе топлива 180 т.т. на тонну.

Средний цементный завод (1 млн. тонн) может потреблять от 40 до 100 тысяч т/год АТ при замещении до 30% основного топлива.

РЭО выступило инициатором создания объектов производства АТ, полном их финансировании по разработке проектной документации и созданию 19 объектов на территории РФ с плечом доставки не более 180км. Эти объекты будут расположены в Калужской, Орловской, Воронежской, Ленинградской и Московской областях.

Любопытно, что в Республике Беларусь принята в 2016 году и реализована «Концепция создания мощностей по производству альтернативного топлива из ТКО и его использования».

Целью Концепции является определение условий и направлений расширения сфер применения ТКО путем внедрения технологий и оборудования по производству RDF-топлива для его последующего использования на цементных заводах (для снижения себестоимости производства цемента), в коммунальной теплоэнергетике в качестве возобновляемого источника энергии (местного вида топлива), что обеспечит снижение негативного воздействия на окружающую среду и сокращение объемов захоронения ТКО. Зафиксированы цены на АТ и доставку его на заводы.

Выводы и предложения

Перспективные области применения АТ из ТКО охватывают топливно-энергетический комплекс (тепло- и энергогенерирующие объекты), жилищно-коммунальное хозяйство (муниципальные котельные).

Необходимо:

- Ввести механизмы поддержки, применения и регулирования деятельности по производству топлива из ТКО.

- Рассмотреть вопрос о межотраслевом соглашении между производителями и потребителями АТ, предусматривающем установление цены на него на уровне 50 процентов от стоимости ископаемого топлива.

- Предоставить субсидии юрлицам и ИП, которые производят товары с долей вторсырья и оказывают услуги с их использованием.

- Ввести субсидию для юрлиц и ИП, ведущих утилизацию путем производства RDF-топлива.

- Создать финансовый институт поддержки направления использования АТ в промпроизводстве.

- Разработать ГОСТ для АТ в энергетике, в т.ч. малой (локальной).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА АВТОМОБИЛЬНЫХ ПОКРЫШЕК В КОТЛАХ С ТОПКАМИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО КИПАЩЕГО СЛОЯ

Тучков В.К., к.т.н., доцент,

Горланов А.В., преподаватель, Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-технического обеспечения

Вышедшие из эксплуатации автомобильные шины соответствуют IV классу опасности и включены в перечень отходов, захоронение которых запрещается. Вследствие высокой стойкости автомобильных шин к воздействию влаги, перепадам температуры, солнечному свету и другим внешним факторам на восстановление и очистку экосистемы от негативного влияния таких отходов уходит более 15 лет.

Постоянный прирост количества отработанных автомобильных шин является серьезной экологической проблемой во всём мире, в том числе и в Вооруженных Силах Российской Федерации.

Основным компонентом шины является резина, которую можно использовать как вторичное топливо в котлах с топками высокотемпературного кипящего слоя.

Существует множество различных технологий по переработке изношенных автомобильных шин, одним из которых является пиролиз – процесс термического разложения органических материалов в инертной среде.

Процесс пиролиза осуществляется без доступа кислорода при температурах от 300 до 1200 0С. Увеличение температуры свыше 500 0С позволяет получить на выходе не только жидкую фракцию (30 – 18 %), а также и газообразные продукты (6,5 – 26,5 %), которые возможно использовать как вторичное топливо в котлах с топками высокотемпературного кипящего слоя.

В результате пиролиза изношенных автомобильных шин можно получить порядка 10 % газообразных продуктов, 30 % твердого остатка, 60 % жидкой фракции, близкой по своему составу к печному бытовому топливу ТУ 38.101656-87 и судовому топливу ИФО-38С ТУ 0252-014-00044434-2001.

Основным компонентом в составе газа, образующегося в результате пиролиза, является водород H_2 (17,5 – 41 %) и метан CH_4 (23,5 – 37 %), а также другие элементы, в основном углеводороды, позволяющие достигнуть теплоту сгорания до 30 МДж/м³, такие как: бутулен C_4H_8 , этан C_2H_6 , этилен C_2H_4 , пропан CH_8 , пропилен C_3H_6 , бутан C_4H_{10} , углекислый газ CO_2 ; азот N_2 , окись углерода CO и кислород O_2 [1,2].

Теплота сгорания жидкой фракции с увеличением температуры пиролиза достигает значений до 25 МДж/кг.

В России переработкой шин методом пиролиза занимается ряд компаний, в то же время вопрос избытков газообразных продуктов, полученных в результате пиролиза, решается дожиганием их излишков в атмосфере.

Котельные установки являются основными источниками тепловой энергии в системах теплоснабжения, где в качестве топлива используется природный газ, уголь и мазут.

Технология сжигания угля в высокотемпературном кипящем слое имеет широкое распространение. Сгорание угля происходит на подвижной наклонной колосниковой решетке в турбулентном кипящем слое горящего твердого топлива. Первичный воздух подается под колосниковую решетку, обеспечивая режим турбулентности кипящего слоя и его работу в газифицированном режиме, вторичный воздух – непосредственно в топку котла, в надслоевое пространство, что позволяет обеспечить дожигание продуктов газификации угля, предотвращая унос мелкой фракции. Температура в слое должна быть выше температуры деформации золы сжигаемого топлива, что обеспечивается температурой в топочной камере от 1100 до 1300 °С [3, 4].

Подача жидкой фракции форсунками в зону горения и газообразных продуктов пиролиза изношенных автомобильных шин совместно с первичным воздухом под колосниковую решетку позволит более эффективно поддерживать данный температурный режим. Причем, путем изменения давления подаваемого первичного воздуха возможно достижение сгорания газообразных продуктов в надслоевом пространстве, обеспечивая тем самым заданную газификацию и турбулентность кипящего слоя угля.

Регулировка температуры в топке котла может происходить как за счет увеличения подачи первичного воздуха, так и за счет увеличения (уменьшения) процентного содержания газообразных продуктов пиролиза изношенных автомобильных шин в подаваемой воздушной смеси.

Сжигание газообразных продуктов приведет к уменьшению количества подаваемого на колосниковую решетку первичного топлива и позволит улучшить экологические показатели отработавших газов, организовать эффективное горение основного топлива за счет улучшения газифицированного режима его сжигания.

Розжиг угольных котлов малой мощности в основном происходит дровами. Подача жидкой фракции, полученной в результате пиролиза изношенных автомобильных шин с помощью горелки в топку котла, позволит автоматизировать розжиг угольных котлов малой мощности без внесения значительных изменений в конструкцию котла [5,6].

В Военном институте (инженерно-техническом) (г. Санкт-Петербург) накоплен большой опыт работы по созданию и усовершенствованию работы котлов с топками высокотемпературного кипящего слоя. Применение принципиально новых решений по эффективному использованию продуктов переработки изношенных автомобильных покрышек, полученных методом пиролиза, позволит обеспечить комплексное решение по утилизации изношенных автомобильных шин с одновременным увеличением эффективности работы котлов с топками высокотемпературного кипящего слоя, улучшить их экологических показатели.

Литература

1. Макаров В.М. *Использование амортизированных шин и отходов производства резиновых изделий*/ В.М. Макаров, В.Ф. Дроздовский. Ленинград: Химия, 1987. – 247 с.
2. Некрасов В.Г. *Изношенные автомобильные шины как вторичный энергоресурс*/ Промышленная энергетика. – 1992. - №7. – 42-45 с.
3. A.M. Squires. *Pulverized-Fuel Combustion in Trouble*. American Chemical Society, Division of Fuel Chemistry. 1970, V. 14, №2, pp. 46-88.
4. Joseph Yerushalmi, Morris Kolodney, Robert A. Graff, Arthur M. Squires and Richard D. Harvey. *Agglomeration of Ash in Fluidized Beds Gasifying Coal: The Godel Phenomenon*. Science, New Series, Vol. 187, No. 4177. 21 Feb. 1975, pp. 646-648.
5. Смирнов А.В., Бондарев А.В., Кащеев Р.Л., Тучков В.К. и др. *Котлоагрегат для сжигания угля, дробленных коммунальных отходов и способ его работы*. Патент. 05.16.2022 г., 2772092.
6. Смирнов А.В., Бондарев А.В., Тучков В.К. и др. *Система автоматического регулирования процесса горения котлоагрегата для сжигания твердого топлива в кипящем слое с горелкой жидкого топлива*. 21.03.2019 г., 2682787.

НОВАЯ ЭРА: КЛЮЧЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ ДЛЯ БИЗНЕСА И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Савельева А.П., генеральный директор ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»

Введение

Мир 2030 года будет принципиально отличаться от сегодняшнего. Для технологов, инженеров и управленцев это означает необходимость не просто следить за изменениями, а активно интегрировать их в производственные и управленческие процессы. Студия веб-дизайна «Продвижение» собрала обзор ключевых трендов, которые определяют развитие цифровой экономики, промышленности и общества.

1. Цифровая трансформация и ИИ-ассистенты

Цифровизация давно вышла за рамки автоматизации офисных задач. Сегодня она охватывает производственные процессы, сервисные службы и стратегическое планирование.

- Более 75% запросов уже могут обрабатываться системами без участия оператора.

- Точность работы ИИ-моделей превышает 88%, что приближает их к экспертному уровню.

- Цифровые двойники становятся инструментом не только мониторинга, но и прогнозирования: система визуализирует риски на карте объекта и предлагает диспетчеру варианты действий.

Для инженеров это означает новый уровень контроля и предиктивного управления: от проектирования сложных объектов до управления жизненным циклом оборудования.

2. Новые алгоритмы поиска информации — GEO

Классическое SEO утратило монополию на ранжирование. Современные поисковые алгоритмы, основанные на ИИ (ЯндексGPT, GigaGPT, ChatGPT и др.), формируют так называемую генеративную выдачу (GEO — Generative Engine Optimization).

- Генеративные модели не анализируют текст «построчно», а структурируют его по смысловым блокам.

- Для попадания в зону видимости алгоритмов необходима чёткая логическая структура: отдельные секции типа «Как выбрать...», «Что может пойти не так...» и т. д.

- Если информация теряется в массиве текста, модель её попросту игнорирует.

Для промышленных компаний это означает необходимость адаптировать контент: технические описания, инструкции, каталоги оборудования должны быть переработаны под новый формат индексирования (GEOrank – новый ресурс для продвижения в ИИ, разработанный совместно в партнерстве

с ООО «Продвижение»). Иначе даже уникальные разработки могут остаться невидимыми для потенциальных заказчиков.

3. Экология: от маркетинга к инженерным стандартам

Экологическая повестка перестала быть инструментом репутационного маркетинга. В инженерной и производственной среде она становится стандартом проектирования.

- Вторичное использование материалов,
- Энергоэффективные технологии,
- Экологичный дизайн и оптимизация производственных циклов.

Решения, ранее воспринимавшиеся как имиджевые, становятся экономически целесообразными. Компании, игнорирующие этот тренд, рискуют не только потерять конкурентоспособность, но и столкнуться с регуляторными ограничениями.

4. Человек и технологии

Даже самые передовые системы не могут заменить человека. Ошибка инженерного проектирования, вызванная некорректным использованием ИИ, способна привести к серьёзным последствиям. Поэтому ключевым принципом остаётся **человеко-ориентированность**:

- технологии должны усиливать экспертизу инженеров,
- интерфейсы должны быть интуитивно понятны,
- решения должны быть прозрачны и проверяемы.

5. Навыки будущего

Для работы в новой реальности инженерам и управленцам необходимо развивать не только технические компетенции, но и:

- **Эмпатию** — способность проектировать решения, учитывающие человеческий фактор;
- **Критическое мышление** — умение отделять данные от гипотез;
- **Цифровую грамотность** — понимание логики работы ИИ-систем и цифровых платформ;
- **Креативность** — поиск нестандартных подходов в инженерных задачах.

Заключение

Будущее промышленности и бизнеса — это не просто цифровизация, а системная трансформация, в которой соединяются ИИ-ассистенты, цифровые двойники, новые алгоритмы поиска и экологические стандарты.

Студия веб-дизайна «Продвижение» www.prodvj.ru работает на **стыке технологий** и коммуникаций: мы создаём сайты, дизайн-решения и стратегии продвижения, которые учитывают принципы новой генеративной экономики.

Наша цель — помогать клиентам быть на шаг впереди, использовать технологии с умом и оставаться человеком в цифровом мире.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ ТЕХНИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ

Усиков С.М., научный сотрудник, к.т.н., доцент, НИИСФ РААСН,
Лапин Е.С., к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО НИ МГУ им Н.П. Огарева,
Сергушина Е.С., заместитель директора по учебной работе, многопрофильный колледж
ФГБОУ ВО НИ МГУ им Н.П. Огарева,
Кабанов О.В., к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО НИ МГУ им Н.П. Огарева

Цель работы: Анализ многоуровневой системы управления качеством подготовки специалистов в высшем учебном заведении с акцентом на организационные основы ее функционирования на факультетском и институтском уровнях. Определение ключевых направлений модернизации образовательного процесса для повышения конкурентоспособности выпускников.

Материалы и методы: В основе исследования лежит анализ иерархической модели управления, включающей федеральный, университетский, факультетский, кафедральный, преподавательский и студенческий уровни. Применялись методы системного анализа для изучения функционального наполнения системы, а именно процессов нормирования, планирования, мониторинга, регулирования и сертификации качества. Также был исследован механизм обратных связей, обеспечивающий корректировку образовательного процесса.

Результаты: Установлено, что эффективность системы управления качеством подготовки специалистов напрямую зависит от четкого распределения зон ответственности и полномочий между всеми иерархическими уровнями. Выявлены ключевые направления для оптимизации работы на факультетском уровне: развитие материально-технической и информационной базы, интенсификация индивидуальной работы со студентами, модернизация системы практик и дипломного проектирования. Подчеркнута критическая важность налаживания систематической обратной связи от выпускников и работодателей для своевременной коррекции образовательных программ. Определено, что устойчивое функционирование всей системы требует слаженного взаимодействия всех структурных подразделений, адекватного ресурсного обеспечения и эффективных каналов коммуникации.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВИЯ

Заместитель председателя комитета
Государственной Думы по строительству
и жилищно-коммунальному хозяйству С.В. Разворотнева3

Генеральный директор
АО «Газпром промгаз» Н.М. Сторонский4

Директор Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
академик РАН, профессор В.А. Стенников5

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ ЧАСТЬ I ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ.....6

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. СТАБИЛЬНОСТЬ ЗАДАЧ И
ВАРИАТИВНОСТЬ ПОДХОДОВ
Киушкина В.Р., д.т.н., профессор кафедры безопасности цифровой экономики и
управления рисками РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
руководитель департамента энергетической безопасности и инфраструктуры
ТЭК ФГБУ РЭА Минэнерго России.....7

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
КОМПЛЕКСОВ НА ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ОБЪЕКТОВ ГТС В
УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
Шаповалов А.А., начальник Управления ПАО «Газпром», к.т.н.10

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ
ПРОГНОЗОВ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
Тверской И.В., главный научный сотрудник научно-технического центра
«Региональные системы газоснабжения», АО «Газпром промгаз»14

О РОЛИ ПРОГНОЗНЫХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ
СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В РАЗВИТИИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ
И ГАЗИФИКАЦИИ СТРАНЫ
Сибгатуллин А.Р., заместитель директора Научно-технического центра
«Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»23

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ КАК РЕЗУЛЬТАТИВНЫЙ МЕТОД
УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА ПРОМЫШЛЕННОМ
ПРЕДПРИЯТИИ
Кокшаров В.А. д-р экон. наук, профессор кафедры экономики транспорта
ФГБОУ ВО «Уральский государственный университет путей сообщения»,
профессор кафедры экономической безопасности производственных
комплексов ФГАСУ ВО «Уральский государственный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», эксперт РАН в области
энергопотребления29

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ ЧАСТЬ II	
КОНФЕРЕНЦИЯ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ.....	37
ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ И АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПОСТАНОВЛЕНИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ № 154 Михайлов К.А., инженер 1 категории АО «Газпром промгаз» Георгиев П.Н., инженер-программист ООО «Кодинг»	38
ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ПРИ ГАЗОСНАБЖЕНИИ Жильцов П.А., инженер отдела нормативного обеспечения развития газоснабжения и газификации научно-технического центра «Магистральный транспорт газа», АО «Газпром промгаз»	50
РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ АРХИТЕКТУРЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С УЧЕТОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ Бабанова И.С., главный специалист отдела разработки схем и программ развития энергоснабжения «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры» в Санкт-Петербурге АО «Газпром промгаз», к.т.н., Соловьёв С.С., студент, Санкт-Петербургский горный университет.....	56
ОПТИМИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ НА ОСНОВЕ ВИЭ Таничев Д.В., ФГАОУ ВО СПбПУ Петра Великого.....	64
УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА С УЧЕТОМ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ОЦЕНОК ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА ОСНОВЕ ПРОГНОЗНЫХ МОДЕЛЕЙ И ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНЫХ ОЦЕНОК ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ Бабанова И.С., главный специалист отдела разработки схем и программ развития энергоснабжения «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры» в Санкт-Петербурге АО «Газпром промгаз», к.т.н.	65
УТИЛИЗАЦИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ Резник К.В. аспирант, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет	73
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСТОРИЧЕСКИХ УСАДЕБНЫХ КОМПЛЕКСОВ XIX ВЕКА И СОВРЕМЕННЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ XXI ВЕКА Борисова Н.Ю., архитектор инженерного центра АО «Газпром промгаз»	76

ТЕМПЕРАТУРНО-ВЛАЖНОСТНЫЙ РЕЖИМ КАМЕННЫХ СТЕН ПАМЯТНИКОВ АРХИТЕКТУРЫ Корниенко С.В., д.т.н, советник РААСН, ведущий научный сотрудник НИЦ ГП ФГБУ «ЦНИИП Минстроя России», заведующий кафедрой «Архитектура зданий и сооружений» ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет» Горшков Р.А., магистрант, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет промышленных технологий и дизайна»	80
--	----

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ ЧАСТЬ III **ОБЩАЯ ПРОГРАММА83**

ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОВОЙ ИНЕРЦИИ ОТОПИТЕЛЬНОГО ПРИБОРА НА ЭКОНОМИЮ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ Усиков С.М., научный сотрудник, к.т.н., доцент, НИИСФ РААСН, доцент, ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет» Прилуцкий Владислав, аспирант кафедры «Теплогазоснабжение и вентиляции», ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет»	84
--	----

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТОВ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПРОДУКТОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ГРС ЧАСТЬ №1. ВАРИАНТ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Аверьянов В.К., д.т.н., Блинов А.Н., к.т.н, Иваницкий С.С., АО «Газпром промгаз»	88
---	----

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ КИНЕТИКИ И ДИНАМИКИ ГОРЕНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПАРОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ Кашеев Р.Л., доцент, д.т.н.Саркисов С.В. профессор, д.т.н., Харьковский В.В., преподаватель, ФГКВБОУ ВО «Военная академия материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева»	92
--	----

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ И РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛИНИЙ Юнусов С.К., генеральный директор ООО «ГТС-Автоном»	96
---	----

ТЕХНОЛОГИЯ И ОПЫТ ОЧИСТКИ ЭКРАННЫХ ТРУБ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ ТЭЦ Колосов А.В., Директор ООО «Инновации и Сервис»	100
---	-----

ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕГРАЦИИ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ НА ТЭЦ: АКТУАЛЬНОСТЬ, ПРОБЛЕМЫ И ВЛИЯНИЕ НА РЫНОК Новикова О.В., к.э.н., доцент, Санкт-Петербургский политехнический университет, Куваев А.А., магистр, Санкт-Петербургский политехнический университет.....	106
--	-----

К ВОПРОСУ О МИНИМИЗАЦИИ СБРОСОВ
НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
Кириленко В.И., преподаватель, Тучков В.К., доцент,
Военный институт (инженерно-технический)
Военной академии материально-технического
обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева.109

РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ СТАЛЬНЫХ
ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ТОПОЧНОГО МАЗУТА
С ПОМОЩЬЮ СПЕЦИАЛЬНОГО
ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
Тучков В.К., к.т.н., доцент,
Ефремов С.П., преподаватель,
Смирнов И.С., преподаватель, Военный институт (инженерно-технический)
Военной академии материально-технического обеспечения..... 114

КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ РЕЗЕРВНОГО ТОПОЧНОГО МАЗУТА
ОБЪЕКТОВ ТЭК ГОРОДА САНКТ-ПЕТЕРБУРГА
Тучков В.К., к.т.н., доцент,
Ефремов С.П., преподаватель,
Военный институт (инженерно-технический) Военной академии
материально-технического обеспечения..... 119

МОРФОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ ТКО
КАК ОСНОВА ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ
С ОТХОДАМИ В СТРАНАХ БРИКС
Тарбаева В.М., Бушихин В.В., государственный
научно-исследовательский институт промышленной экологии
Росприроднадзора, г. Москва,
Чусов А.Н., ФГАОУ ВО СПб Политехнический
университет Петра Великого121

ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТОПЛИВА ИЗ ТКО КАК ОДИН
ИЗ ПУТЕЙ РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ
Бушихин В.В., заместитель председателя СПБРО
МОО «Природоохранный союз»,
Тарбаева В.М., Председатель Центрального совета
Межрегиональной общественной организации
«Природоохранный союз», академик РЭА, Пахтинов В.М.,
Чусов А.Н., ФГАОУ ВО СПбПУ Петра Великого128

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ
ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА АВТОМОБИЛЬНЫХ ПОКРЫШЕК
В КОТЛАХ С ТОПКАМИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО
КИПЯЩЕГО СЛОЯ
Тучков В.К., к.т.н., доцент,
Горланов А.В., преподаватель,
Военный институт (инженерно-технический) Военной академии
материально-технического обеспечения.....132

НОВАЯ ЭРА: КЛЮЧЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ ДЛЯ БИЗНЕСА И ПРОМЫШЛЕННОСТИ Савельева А.П., генеральный директор ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»	135
--	-----

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ ТЕХНИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ Усиков С.М., научный сотрудник, к.т.н., доцент, НИИСФ РААСН, Лапин Е.С., к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО НИ МГУ им Н.П. Огарева, Сергушина Е.С., заместитель директора по учебной работе, многопрофильный колледж ФГБОУ ВО НИ МГУ им Н.П. Огарева, Кабанов О.В., к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО НИ МГУ им Н.П. Огарева	137
---	-----

Организатор конгресса
ООО "ФАРЭКСПО"



+ 7 (812) 718-35-37
e-mail: skt@farexpo.ru
www.farexpo.ru