

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
«ОБЪЕДИНЁННЫЙ ИНСТИТУТ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР РАН»

На правах рукописи

РАМАЗАНОВ ЭЛЬДАР РАМАЗАНОВИЧ

**МЕТОДИКА ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ
БЕСКОМПРЕССОРНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК С ПОЛНЫМ
УЛАВЛИВАНИЕМ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ВНУТРИ ЦИКЛА**

2.3.1. Системный анализ, управление и обработка информации, статистика

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

Синкевич Михаил Всеволодович
кандидат технических наук

Москва. 2022 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ.....	14
1.1. Мировые тенденции использования первичных источников энергии	14
1.2. Тенденции развития энергетической отрасли России.....	16
1.3. Технологии улавливания и хранения углекислого газа	19
1.4. Кислородно-топливные энергетические циклы с улавливанием углекислого газа	25
1.5. Программно-вычислительные комплексы для исследования традиционных термодинамических циклов.....	35
1.6. Выводы по главе 1	40
ГЛАВА 2. СПОСОБ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЕЩЕСТВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ РАБОЧЕГО ТЕЛА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В НОВЫХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЦИКЛАХ.....	43
2.1. Выбор метода описания термодинамических свойств веществ, входящих в состав рабочего тела бескомпрессорной парогазовой установки	45
2.2. Математическое представление термодинамических свойств чистых веществ	57
2.3. Анализ точности результатов, полученных по предлагаемой методике.....	64
2.4. Математическое представление термодинамических свойств смеси различных веществ.....	76
2.5. Моделирование термодинамических процессов для смеси веществ, входящих в состав рабочего тела бескомпрессорной парогазовой установки ...	78
2.6. Программный комплекс, описывающий термодинамические свойства рабочих тел и термодинамические процессы для новых технологий производства энергии	81

2.6.1. Функции термодинамических свойств чистых веществ	82
2.6.2. Функции термодинамических свойств смеси веществ.....	83
2.6.3. Модуль, описывающий термодинамические процессы для новых технологий производства энергии.....	85
2.7. Выводы по главе 2.....	86
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ	88
3.1. Описание расчетной схемы бескомпрессорной парогазовой установки и ее математической модели	88
3.2. Особенности описания отдельных частей бескомпрессорной парогазовой установки	93
3.3. Программная реализация математической модели бескомпрессорной парогазовой установки.....	100
3.4. Выводы по главе 3.....	104
ГЛАВА 4. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К СИСТЕМНОМУ АНАЛИЗУ И ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ, БАЗИРУЮЩИХСЯ НА ЦИКЛЕ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ.....	106
4.1. Выводы по главе 4.....	112
ГЛАВА 5. ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПИЛОТНОЙ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ.....	113
5.1. Обоснование выбора оптимальных параметров пилотного опытного образца бескомпрессорной парогазовой установки.....	113
5.2. Анализ результатов расчета.....	120
5.3. Выводы по главе 5.....	129
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЧИСТЫХ ВЕЩЕСТВ	147
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ ВЕЩЕСТВ И ОПИСАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ИХ ОСНОВЕ	150
ПРИЛОЖЕНИЕ В. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ	174
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ	175

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность

В результате хозяйственной деятельности человека в атмосферу Земли ежегодно выбрасывается около 33 млрд т CO₂. Например, совокупный объем выбросов углекислого газа в мире в 2018 году достиг 33,9 млрд т [28], причем количество этих выбросов постоянно увеличиваются, хотя и замедляющимися темпами.

Углекислый газ, который является одним из основных парниковых газов, заметно нарушает сложившийся природный баланс, что объективно подтверждается результатами измерения концентрации CO₂ в атмосфере. Так, по измерениям обсерватории Моуна Лоа (Mauna Loa, NOAA), за 2019 г. содержание CO₂ в атмосфере увеличилась с 414,7 ppm до 417,1 ppm [66].

В обществе постоянно нарастает озабоченность последствиями накопления CO₂ в атмосфере, причем явно преобладает мнение, что долговременный эффект, вызванный этим нарушением природного равновесия, – отрицательный, вплоть до катастрофического.

Известно, что энергетика, сжигающая преимущественно органическое топливо, вносит существенный вклад в суммарную величину антропогенных выбросов CO₂, поэтому очевидно, что сокращение и стабилизация эмиссий CO₂ в области производства электрической и тепловой энергии является одной из приоритетных задач для мировой общественности. Сокращение выбросов в энергетике – это актуальная научная задача.

На сегодняшний день нет предпосылок, позволяющих отказаться от углеводородного топлива, поэтому необходимо искать другие решения сокращения выбросов в энергетике. Актуальной научной задачей является улавливание образовавшегося в результате сгорания топлива углекислого газа. Одним из наиболее перспективных направлений улавливания углекислого газа является технология кислородного сжигания топлива.

Анализ технических решений по кислородному сжиганию топлива позволил

выбрать объект исследования – схему энергетической установки, получившей название бескомпрессорная парогазовая установка (БКПГУ), а термодинамический цикл – цикл БКПГУ [10]. Это техническое решение имеет ряд преимуществ, особенно важных для Российской Федерации. Главная особенность заключается в том, что БКПГУ ориентирована на совместное производство электрической энергии и тепла. По данным [10] цикл БКПГУ по электрической эффективности вполне конкурентоспособен по сравнению с лучшими традиционными парогазовыми установками (ПГУ), и становится особенно привлекательным, когда установка ориентирована на совместное производство электрической энергии и тепла. Особо следует отметить, что в этом цикле CO_2 выводится из цикла в жидкой фазе, что, безусловно, облегчает дальнейшие операции с ним.

Для исследования принципиально новых схемных решений и новых термодинамических циклов необходим инструмент (математическая модель и реализующий ее программно-вычислительный комплекс). По ряду существенных отличительных особенностей нет возможности использовать те средства, которые применяются при исследовании традиционных схем и циклов. Поэтому создание инструмента, позволяющего исследовать новые схемные решения и циклы, является актуальной научной задачей, имеющей большое практическое значение.

Степень разработанности темы исследования.

Термодинамическими циклами, основанными на технологии улавливания CO_2 при кислородном сжигании топлива, занимаются достаточно давно, но особенно актуальным это направление стало с появлением задач «нулевых» выбросов углекислого газа в атмосферу.

В последнее время активно исследуются альтернативные термодинамические циклы [30-33, 37, 39, 50, 59-64, 75, 76, 80, 89, 92-96], позволяющие без существенных энергетических затрат выводить из цикла углекислый газ, образовавшийся в результате сгорания топлива. Одна из ключевых задач этих исследований – выбор термодинамических параметров. Циклы, находящиеся на стадии разработки: пароводяные циклы Ренкина с

рекуперацией газообразного углекислого газа (Water-steam Rankine cycle with a steam-CO₂ recuperative – reheat cycle [50], Water-steam Rankine cycle with a steam-CO₂ recuperative – reheat cycle and a topping Brayton cycle [50]), цикл Аллама-Z (Allam-Z cycle) [96], циклы МАТИАНТ (MATIANT [61, 63], E-MATIANT [62], CC-MATIANT [37]), полузакрытый цикл с кислородным сжиганием топлива (SCOC-CC) [76], мембранный цикл ZEITMOP [92], цикл COOLCEP-S [59], цикл Novel O₂/CO₂ [39], цикл LNG quasi-combined [94], мембранные циклы AZEP (AZEP 100% [64, 80], AZEP 85% [64, 80]), цикл OXYF-REF [93, 95], цикл ZE-SOLRGT [60], циклы Graz [95], S-Graz [75, 95]. Циклы, реализованные в пилотных образцах: цикл CES [32, 33], проект Callide Oxyfuel [54], цикл Аллама [30, 31].

На современном уровне к выбору параметров требуется системный подход, а для поиска оптимальных решений привлекается математическое моделирование. Математическому моделированию энергетических установок, основанных на сжигании органического топлива, таких как ГТУ, ПТУ или ПГУ, и разработке программно-вычислительных средств на их основе, уделяется большое внимание [3-5, 9, 11-13, 15, 17, 20, 24, 26, 34, 38, 44, 47-49, 53, 55, 56, 67-69, 74, 77, 85-87]. Как правило, авторы претендуют на универсальность своих моделей и вычислительных средств, но обилие предлагаемых программных продуктов свидетельствует о том, что универсального средства нет. Решаются множество задач – от моделирования отдельных элементов схем различной сложности и общей математической модели установки до усовершенствований и повышения эффективности цикла.

Для моделирования и проектирования стационарных энергетических ГТУ и авиационных газотурбинных двигателей (ГТД) используются различные классы программных продуктов инженерного анализа (Computer-aided engineering, CAE-системы). Можно выделить две группы таких систем:

- 1) Программные продукты, созданные на базе универсальных средств. Сюда входят Dymola (основан на языке проектирования Modelica) [49, 77, 87], Simulink (интегрирован в среду MATLAB) [49, 53, 55, 56, 86], TRANSEO (основана на среде MATLAB) [85], PROOSIS (основан на системе EcosimPro) [69] и другие.

2) Специализированные программные продукты. Сюда входят DVIGwT [4, 5], EngineSim [47], GasTurb [38, 48, 55, 86], Graphical Engine Cycle Analysis Tool (GECAT) [44], Gas turbine Simulation Program (GSP) [74], Numerical Propulsion System Simulation (NPSS) [49, 67], TERA [68], Uni_TTF [13], WebEngine [34], АСТРА [11, 12, 26].

В качестве основных допущений предлагаемых математических моделей, моделирующих традиционные циклы, рабочее тело рассматривается как идеальный газ, а изобарная теплоемкость зависит только от температуры (не учитывается зависимость от давления). Главная особенность цикла БКПГУ заключается в том, что рабочее тело состоит из нескольких компонент: топливо, чистый кислород, рециркулирующие углекислый газ и/или водяной пар, что является определенной новизной и существенным отличием от традиционных энергетических циклов. Также состав рабочего тела в различных точках цикла переменный. В отдельных точках это чистые вещества, а в других – смесь. При этом рабочее тело в разных точках цикла может быть жидким, газообразным или в сверхкритическом состоянии. Необходимо учитывать фазовые переходы в протекающих термодинамических процессах. Поэтому для параметрической оптимизации цикла БКПГУ использовать существующие математические модели и программные системы традиционных энергоустановок различных схем не представляется возможным.

Цель исследования: Разработка методики параметрической оптимизации бескомпрессорных парогазовых установок с полным улавливанием углекислого газа внутри цикла.

Задачи исследования. Для достижения поставленной цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ тенденций развития теплоэнергетической отрасли.
2. Разработка способа представления термодинамических свойств чистых веществ в виде электронных таблиц.
3. Разработка способа представления термодинамических свойств рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ, используя свойства

чистых веществ в виде электронных таблиц.

4. Разработка способа описания термодинамических процессов рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ, используя свойства чистых веществ в виде электронных таблиц.

5. Разработка математических моделей отдельных компонент и БКПГУ в целом.

6. Разработка концепции параметрической оптимизации энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ, на основе системного анализа.

7. Определение оптимальных параметров пилотной электростанции, реализованной по циклу БКПГУ, на стадии технического предложения.

Объект исследования: Новая схема энергетической установки, работающей по технологии кислородного сжигания топлива и обеспечивающей вывод образовавшегося в результате сгорания топлива углекислого газа в жидком виде, удобном для его последующей транспортировки, переработки или для захоронения. Бескомпрессорная парогазовая установка с полным улавливанием углекислого газа внутри цикла (БКПГУ).

Предмет исследования: Методика выбора параметров энергетических установок, выполненных по новой, перспективной схеме. Создание математического аппарата, позволяющего описывать как отдельные части, так и всю БКПГУ в целом, а также анализировать и оптимизировать термодинамические параметры энергетической установки принципиально нового схемного решения.

Достоверность полученных результатов обусловлена тем, что методы исследований базируются на фундаментальных законах описываемых физических явлений; для описания термодинамических свойств использованы общепринятые, сертифицированные базы данных; тестовыми расчетами, показавшими хорошее совпадение результатов электронных таблиц с привлеченными для сравнения опубликованными данными.

Научная новизна исследования заключается в следующем:

1. Установлено, что предложенные уравнения замены переменных

обеспечивают требуемую точность при умеренной густоте интерполяционной сетки и обеспечивают высокую скорость вычислительного процесса.

2. В обосновании приемлемости принятых допущений при описании свойств рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ.

3. Обоснована целесообразность прямого численного интегрирования уравнения состояния при описании термодинамических процессов рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ.

4. Построены математические модели, описывающие термодинамические параметры принципиально новых энергетических комплексов на базе инновационного термодинамического цикла, как отдельных компонент, так и БКПГУ в целом.

5. Разработана концепция поиска оптимальных параметров энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ, на основе системного анализа.

6. Установлены термодинамические параметры реализованной по циклу БКПГУ опытной пилотной электростанции, которые на стадии технического предложения можно принять как оптимальные.

Теоретическая значимость работы.

Разработанная методика, математическое описание термодинамических свойств, элементов энергетической установки и БКПГУ в целом, а также созданные программно-вычислительные средства послужат дальнейшему развитию научных исследований направленных на совершенствование технологий генерации тепла и электричества.

Практическая значимость работы.

1. Предлагаемая методика параметрической оптимизации бескомпрессорных парогазовых установок с полным улавливанием углекислого газа внутри цикла будет использована при проведении проектных работ направленных на создание новых эффективных объектов генерации тепла и электричества.

2. Рассмотренный пример оптимизации параметров опытной пилотной электростанции, позволил выбрать оптимальные параметры термодинамического

цикла и сформулировать основные требования к составным частям проектируемой установки в рамках работ по гранту РФ «Новая концептуальная схема бескомпрессорной парогазовой установки, обеспечивающая высокую топливную эффективность и практически полное улавливание диоксида углерода из продуктов сгорания: разработка фундаментальных научных основ в обоснование практической реализации».

3. Разработанные программно-вычислительные модули, предназначенные для работы в составе вычислительных комплексов, моделирующих энергетические установки, выполненные по кислородно-топливной технологии, могут быть использованы для различных инженерных задач и в учебных процессах.

Методология и методы исследования.

Работа базируется на методах математического моделирования и системного анализа при выборе оптимальных решений. Основу разработанных математических моделей представляют фундаментальные законы исследуемых физических явлений. Для описания термодинамических свойств использованы общепринятые, сертифицированные базы данных. Для организации вычислительного процесса использованы численные методы решения систем уравнений.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Способ представления термодинамических свойств чистых веществ в виде электронных таблиц.

2. Способ представления термодинамических свойств рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ, использующий свойства чистых веществ в виде электронных таблиц.

3. Способ описания термодинамических процессов рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ, использующий свойства чистых веществ в виде электронных таблиц.

4. Математическая модель БКПГУ.

5. Концептуальные подходы к параметрической оптимизации

энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ, на основе системного анализа.

6. Результаты параметрической оптимизации пилотной электростанции, реализованной по циклу БКПГУ, на стадии технического предложения.

Апробация результатов исследования: Результаты диссертационной работы докладывались на:

1. Международной научно-практической конференции «Технологии машиностроения, энергетики и наземного транспорта», Москва, РУДН, 2019 г.

2. Международной научной конференции «Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства» (ТТНП 2019), Омск, 2019 г.

3. Международной конференции «Энергетика XXI века: устойчивое развитие и интеллектуальное управление», Иркутск, 2020 г.

4. V Всероссийской конференции «Теплофизика и физическая гидродинамика» (ТФГ 2020), Ялта, 2020 г.

5. Всероссийской молодежной конференции с международным участием «Системные исследования в энергетике – 2021», Иркутск, 2021 г.

6. VI Всероссийской конференции «Теплофизика и физическая гидродинамика» (ТФГ2021) и научной молодёжной школе «Теплофизика и физическая гидродинамика: современные вызовы» (ТФГСВ2021), Севастополь, 2021 г.

Диссертация выполнена в рамках работы над инициативным научным проектом № 19-19-00558 по теме «Новая концептуальная схема бескомпрессорной парогазовой установки, обеспечивающая высокую топливную эффективность и практически полное улавливание диоксида углерода из продуктов сгорания: разработка фундаментальных научных основ в обоснование практической реализации». Работа частично выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 19-19-00558).

Личный вклад автора. Непосредственное участие автора заключается:

1. В обзоре литературы и анализе опубликованной информации, связанной с направлениями настоящего исследования;

2. В разработке методик представления термодинамических свойств рабочего тела и описания термодинамических процессов;

3. В разработке математической модели БКПГУ;

4. В разработке концептуальных подходов к параметрической оптимизации энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ;

5. В получении результатов параметрической оптимизации пилотной электростанции, реализованной по циклу БКПГУ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав основного текста, заключения, списка литературы и приложений. Работа изложена на 176 страницах, содержит 55 рисунков, 3 таблицы, список литературы из 96 наименований и 30 страниц с приложениями.

Содержание диссертации соответствует пунктам 1, 2, 3, 4, 5, 12 Паспорта специальности 2.3.1. Системный анализ, управление и обработка информации, статистика.

ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ

1.1. Мировые тенденции использования первичных источников энергии

Современные мировые тенденции формируются под давлением мировой общественности, обеспокоенной экологическими изменениями, связанными с повышением концентрации углекислого газа в атмосфере. Озвучиваются задачи сократить выбросы парниковых газов до нуля [65]. Европейские государства выступают с законодательными инициативами, направленными на создание экономических рычагов сдерживания изменения климата [58, 70]. Рассматривается множество различных сценариев развития мировой экономики, в частности, энергетики, которые могут последовать с учетом озвучиваемых задач. По данным международного энергетического агентства (IEA) рассматривается ряд сценариев [65, 90]. Из них можно отметить сценарий, наиболее соответствующий заявленной политике ряда государств (STEPS), сценарий позднего восстановления (DRS), сценарий устойчивого развития (SDS), новый вариант – нулевые нетто-выбросы к 2050 году (NZE2050).

Согласно сценарию STEPS, ежегодные выбросы CO₂, связанные с энергетикой и промышленными процессами, должны вырасти с 34 Гт в 2020 году до 36 Гт в 2030 году и оставаться на этом уровне до 2050 года [65]. Возобновляемые источники энергии должны будут обеспечивать почти 55% мирового производство электроэнергии в 2050 году. В период с 2020 по 2050 год глобальное использование угля должно сократиться на 15%; потребление нефти в 2050 году будет на 15% выше, чем в 2020 году; а потребление природного газа увеличится почти на 50%. Согласно прогнозам по сценарию STEPS к 2050 году потребление угля сократится, а потребление нефти, возобновляемых источников энергии и природного газа существенно вырастут (рис. 1.1) [65].

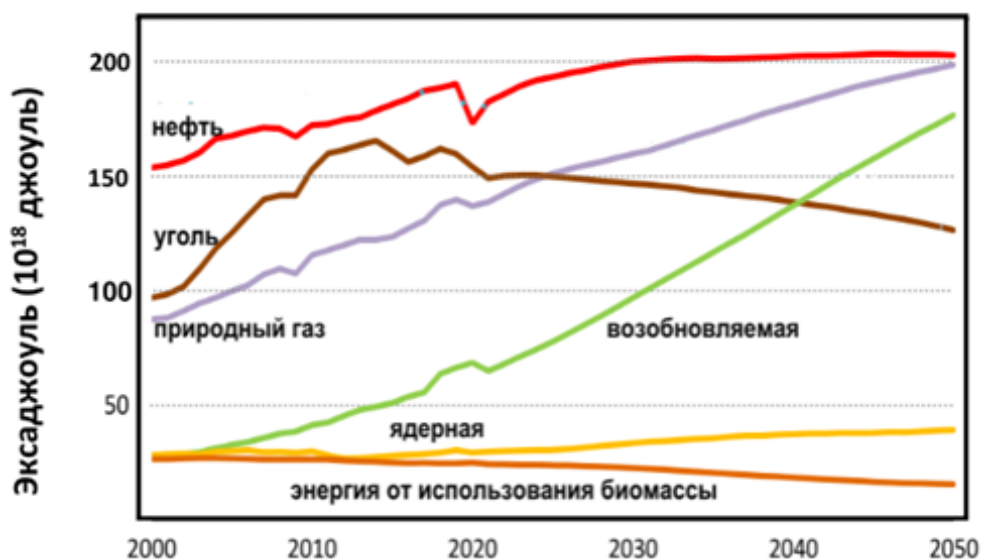


Рис. 1.1. Изменение мирового топливного баланса в период 2000-2050 гг. [65]

Другой сценарий заявленных обязательств по взносам (APC) предполагает, что все объявленные национальные нулевые обязательства по выбросам будут выполнены полностью и своевременно, независимо от того, выполняются они в настоящее время или нет [65]. Глобальные выбросы CO₂, связанные с энергетикой и промышленными процессами, упадут до 30 Гт в 2030 году и до 22 Гт в 2050 году. Мировое производство электроэнергии по этому сценарию почти удвоится и превысит 50 000 ТВт·ч в 2050 году. Доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии должна вырасти почти до 70% в 2050 году. Спрос на нефть упадет примерно на 10% к 2050 году. Использование угля снизится на 50% в 2050 году, в то время как использование природного газа увеличится на 10% к 2025 году и останется примерно на этом уровне до 2050 года.

Согласно прогнозам Европейской комиссии, ископаемое топливо по-прежнему будет обеспечивать около половины потребления энергии ЕС в 2030 году. Использование угля, как наиболее загрязняющего элемента в энергетическом балансе, должно быть существенно сокращено к 2030 году. Ожидается, что большая часть изменений произойдет в период с 2030 по 2050 год, в течение которого нефть будет почти полностью выведена из энергобаланса, в то время как природный газ будет обеспечивать лишь десятую часть энергии ЕС в 2050 году. На рис. 1.2 показана структура потребления энергии в ЕС в период

2000 – 2050 гг. [58]. Также по Прогнозам развития мировой энергетики органическое топливо останется главным энергетическим ресурсом до середины нынешнего века [78, 91].

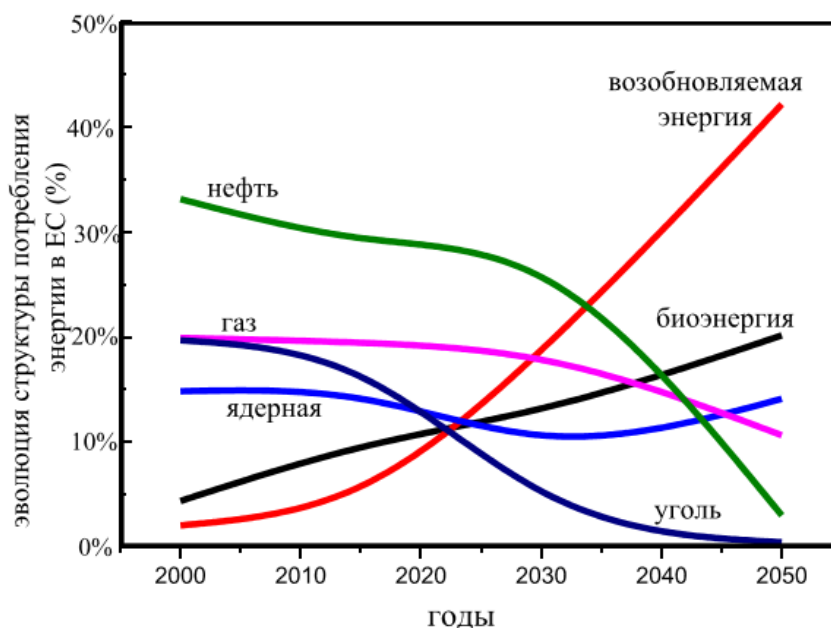


Рис. 1.2. Структура потребления энергии в ЕС в период 2000-2050 гг. [58]

По всем сценариям, современная энергетика как минимум до середины нынешнего века будет базироваться на сжигании органического топлива, и основным источником получения первичной энергии будет выступать природный газ. Поэтому защиту окружающей среды при производстве электроэнергии все больше связывают с необходимостью создания новых технологий, позволяющих улавливать углекислый газ, образовавшийся в результате сгорания природного газа.

1.2. Тенденции развития энергетической отрасли России

На сегодняшний день энергетика России состоит из следующих основных отраслей:

1) Тепловая энергетика, связанная с производством электрической и тепловой энергии за счет преобразования тепла органического топлива при помощи тепловых электростанций (ТЭС), теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) и

котельных.

2) Атомная энергетика, связанная с производством электрической и тепловой энергии за счет использования ядерного топлива при помощи атомных электростанций (АЭС).

3) Гидроэнергетика, связанная с производством электрической энергии за счет использования водных ресурсов при помощи гидроэлектростанций (ГЭС).

Статистика электроэнергетики России по установленной мощности электростанций и производству электрической энергии за период 1991 – 2020 гг. по данным ЦСУ РСФСР и Росстата представлена в таблице 1 [14].

Таблица 1 – Мощность электростанций. Производство электрической энергии. Россия (1991-2020 гг.)

Годы	Мощность электростанций, млн кВт	в том числе			Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	в том числе		
		ТЭС	ГЭС	АЭС		ТЭС	ГЭС	АЭС
1991	213.0	149.0	43.3	20.2	1,068.2	780	168	120
2000	212.8	146.8	44.3	21.7	877.8	582	165	131
2005	219.2	149.5	45.9	23.7	953.1	629	175	149
2010	230.0	158.1	47.4	24.3	1,038	699	168	170
2015	257.1	179.1	51.0	26.3	1,068	701	170	196
2020	270.2	185.6	52.3	29.4	1,090	656	214	216

Как видно из представленной выше таблицы, большая часть производства электроэнергии приходится на ТЭС. На рис. 1.3 и рис. 1.4 представлены структура установленной мощности электростанций и структура выработки электроэнергии Единой энергетической системы (ЕЭС) России на 01.01.2021, где также видно, что основная доля производства электроэнергии приходится на тепловые электростанции.

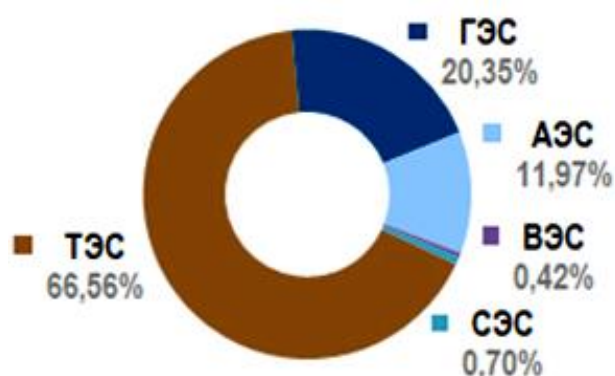


Рис. 1.3. Структура установленной мощности в ЕЭС России, % (на 01.01.2021) [19]

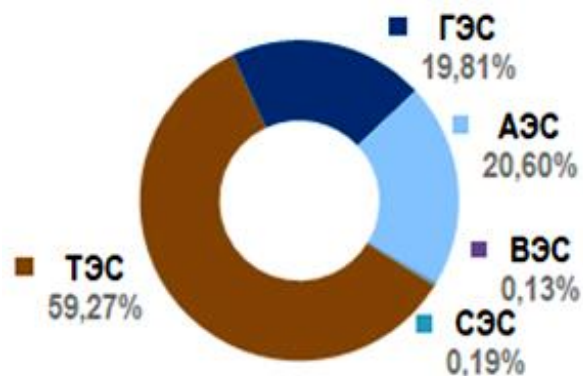


Рис. 1.4. Структура выработки электроэнергии в ЕЭС России, % (на 01.01.2021) [19]

В представленных выше структурах фигурируют такие альтернативные электростанции, как ВЭС – ветряные электростанции и СЭС – солнечные электростанции. Однако их доля в структуре установленной мощности и структуре выработки электроэнергии крайне мала и составляет менее 1%.

Изменение структуры генерирующих мощностей очень длительный процесс, поэтому основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию еще длительное время будут нести именно тепловые электростанции.

В качестве генерирующего оборудования на ТЭС применяются паротурбинные установки (ПТУ), газотурбинные установки (ГТУ) или парогазовые установки (ПГУ), представляющие собой совокупность ПТУ и ГТУ. Основными видами топлива на ТЭС являются газ и уголь. Как известно, уголь является наиболее загрязняющим атмосферу топливом, поскольку при его сжигании образуется в 2,5-3 раза больше CO_2 на единицу произведенной электроэнергии, а также образуются твердые частицы (летучая зола и шлаки). Согласно информационному обзору ЕЭС России, на 01.11.2021 по структуре установленной мощности доля ТЭС на газе составляет 49,4%, а угольных ТЭС – 16,1% из общих 66% [6]. Можно ожидать, что в соответствии с мировыми тенденциями уголь будет вытесняться из энергетического баланса и в результате общую долю установленной мощности будут составлять тепловые электростанции, работающие на природном газе.

Для Российской энергетики в ближайшие десятилетия потребуются новые

энергетические установки на замещение отработавших ресурсов, и большое значение имеет использование энергоустановок, работающих на природном газе, для совместной выработки электрической и тепловой энергии. По данным ЕЭС России в среднем, с учетом реновации, в РФ ежегодно вводится в эксплуатацию 4,3 млн кВт новых мощностей тепловых электростанций. Последние годы большая доля вводимых в эксплуатацию мощностей приходится на ПГУ и ГТУ западного производства (отечественные предприятия такого оборудования не производят). Переход на новые технологии генерирования энергии с учетом современных экологических требований может открыть нишу для отечественных предприятий в этой области. Таким образом, актуальной задачей является исследование технологий, способных бороться с эмиссией углекислого газа при производстве энергии на базе органических топлив.

1.3. Технологии улавливания и хранения углекислого газа

Учитывая то, что ископаемое топливо еще в далекой перспективе будет основным источником энергии, для снижения выбросов углекислого газа, образовавшегося в результате сгорания органического топлива, требуется его улавливание и утилизация при захоронении и/или полезном использовании. Этой проблеме уделяется большое внимание. В зарубежной литературе эти технологии обозначают аббревиатурой CCS (carbon capture and storage). Предлагается множество технологий [25, 29, 36, 40-43, 45, 46, 51, 57, 73, 81-84]. Такие системы могут стать связующим звеном между традиционной энергетикой и переходом к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ). В технологиях CCS можно выделить 3 основных этапа:

1. улавливание CO_2 и доведение до кондиций, приемлемых для последующих операций (очистка, повышение давления или ожижение);
2. транспортировку CO_2 к месту хранения;
3. захоронение CO_2 или полезное использование в качестве сырья или

технологического агента.

Для каждого этапа в настоящее время существует несколько технологических вариантов с разной эффективностью и совершенности процесса, которые могут комбинироваться друг с другом для формирования более гибкой и эффективной системы.

Суть улавливания заключается в получении достаточно чистого углекислого газа в кондициях, пригодных для дальнейшей транспортировки и хранения, путем отделения CO_2 от газовой смеси, выбрасываемой в атмосферу. В технологиях улавливания CO_2 при производстве электроэнергии рассматривают следующие три основных направления [52]:

- 1) после сжигания ископаемого топлива (или на выхлопе из установки);
- 2) до сжигания ископаемого топлива;
- 3) сжигание ископаемого топлива в среде чистого кислорода.

Схематично направления технологии улавливания CO_2 показаны на рис. 1.5.

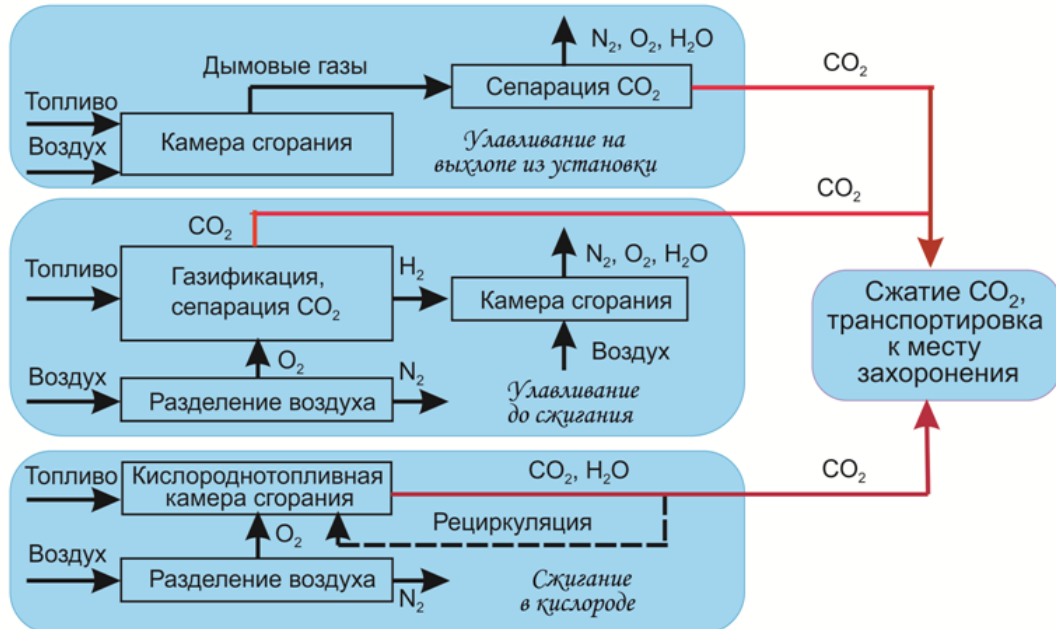


Рис. 1.5. Направления в технологии улавливания CO_2 [88]

Технология улавливания на выхлопе из установки заключается в отделении CO_2 от дымовых газов, которые образуются при сжигании топлива. Наиболее часто используемая технология улавливания углекислого газа после сжигания –

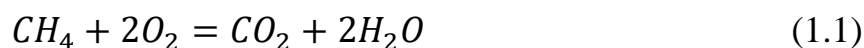
это процессы химической абсорбции с использованием растворителей (как правило, моноэтаноламинов, МЭА [73]), которые затем необходимо нагреть для регенерации и выделения чистого [8], готового к хранению CO_2 . Технология применяется в энергетических установках, которые работают на угольной пыли (УП) и в энергетических установках комбинированного цикла, работающих на природном газе. Данная технология хорошо изучена, однако ее внедрение сопровождается значительными экономическими и энергетическими затратами. Улавливается не более 85 – 90% [35].

Улавливание углекислого газа до сжигания топлива может применяться на электростанциях, работающих на твердом и газообразном топливе (уголь, природный газ). Суть данной технологии заключается в декарбонизации первичного топлива с помощью газификации (в случае использования твердого топлива) или парового риформинга / частичного окисления (в случае использования газообразного топлива) и последующего отделения диоксида углерода. Первичное топливо нагревают и подают в специальный реактор с воздухом (или кислородом) и водой (или паром), как правило, под давлением. В результате газификации образуется синтез-газ, состоящий в основном из окиси углерода, двуокиси углерода, водорода и метана. Далее углекислый газ отделяется, сжимается и транспортируется к месту хранения, а водород независимым потоком подается в камеру сгорания энергетической установки комбинированного цикла для производства энергии.

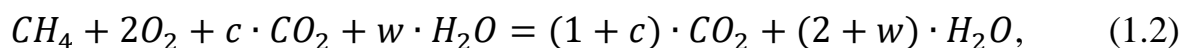
При улавливании углекислого газа до сжигания, как правило, используют физическую адсорбцию, при которой CO_2 связывается сорбентом при высоком давлении и высвобождается при низком давлении: чем выше концентрация CO_2 , тем меньше энергии расходуется на повышение давления. Таким образом, физическая адсорбция более эффективна при высокой концентрации CO_2 .

Все этапы преобразования топлива технологии до сжигания сопряжены с техническими сложностями и дороговизной, но при этом создаются благоприятные условия для сепарации CO_2 за счет высокой его концентрации и давления.

Улавливание углекислого газа при сжигании топлива в среде чистого кислорода. Данная технология является перспективным решением улавливания CO_2 при производстве энергии и связана со сжиганием топлива в чистом кислороде, полученным в результате разделения воздуха. Химическая реакция, протекающая при сгорании топлива в среде чистого кислорода, показана в уравнении 1.1.



Кроме топлива и чистого кислорода в камеру сгорания подают рециркулирующее (балластирующее) вещество для регулирования температуры газов перед турбиной. В качестве такого вещества может использоваться CO_2 , H_2O (водяной пар) или их смесь. Уравнение реакции с добавлением рециркулирующего вещества примет следующий вид:



где c – рециркулирующий CO_2 , w – рециркулирующий H_2O .

Продукты сгорания в этом случае состоят, в основном, из смеси водяного пара и углекислого газа (с низкими долями таких примесных газов, как CO , SO_x , NO_x), которую легко разделить на воду и чистый углекислый газ.

Преимущества технологии улавливания CO_2 при кислородном сжигании топлива: высокая степень улавливания (практически 100%); легко разделить водяной пар и углекислый газ; отделенный CO_2 получается достаточно чистый (легче доводить до кондиций, приемлемых для дальнейшей транспортировки и использования); при сжигании топлива в чистом кислороде не образуется окислов азота и других загрязняющих веществ. В свою очередь, недостатком данной технологии являются затраты энергии на отделение кислорода от воздуха и предполагается использование O_2 с достаточно высокой степенью чистоты. Перед транспортировкой CO_2 на хранение может понадобиться дополнительная очистка от несконденсировавшихся газов (таких как азот, N_2), но эта очистка требует

значительно меньше затрат, чем по другим технологиям.

Надстройка действующих традиционных энергоустановок системами улавливания углекислого газа влечет за собой высокие инвестиционные затраты и снижение эффективности. Поэтому имеет большое значение исследовать и разрабатывать принципиально новые энергетические циклы с улавливанием CO_2 .

Самым распространенным способом транспортировки являются трубопроводы. Газообразный CO_2 обычно сжимают до давления более 8 МПа, с тем, чтобы предотвратить двухфазовые режимы потока и повысить плотность CO_2 , благодаря чему он становится более легким и менее дорогостоящим для транспортировки [25]. Несмотря на то, что CO_2 не является ни взрыво-, ни пожароопасным, он все равно может представлять опасность при высоких концентрациях. Это связано с более высокой плотностью углекислого газа по сравнению с воздухом, вследствие чего возможные утечки могут скапливаться на уровне земли.

Также CO_2 может транспортироваться в жидком агрегатном состоянии судами, в том числе танкерами, перевозящими сжиженный природный газ (СПГ) и автоцистернами. Морской транспорт обладает рядом преимуществ:

- 1) может подстраиваться под разные технологии захоронения;
- 2) является более гибким в плане логистики, так как можно забирать углекислый газ из нескольких небольших источников;
- 3) отсутствие затрат на развитие инфраструктуры, так как нет необходимости строить дорогостоящую сеть.

Сжиженные нефтяные газы (СНГ, главным образом пропан и бутан) перевозятся в крупном коммерческом объеме морскими танкерами. Перевозка CO_2 может осуществляться морским транспортом в значительной мере таким же способом (обычно при давлении 0,7 МПа) [25].

Углекислый газ широко применяется в промышленности в качестве сырья, например, в пищевой промышленности (в качестве добавки, оказывающего консервирующее действие; изготовление газированных напитков), при производстве азотного удобрения (карбамида) и др., но потребности для

полезного применения CO_2 значительно меньше потенциальных возможностей улавливания, поэтому неизбежно потребуются захоронение CO_2 . Согласно специальному докладу Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) в качестве вариантов геологического хранения CO_2 эксперты выделяют следующие типы геологических формаций: резервуары нефти и газа, глубоко залегающие соленосные формации и не имеющие промышленного значения угольные пласты [25]. При этом во всех случаях CO_2 в плотном состоянии закачивают в формацию породы, находящиеся под землей.

По данным МГЭИК для закачивания CO_2 в глубинные геологические формации применяются во многом те же самые технологии, которые были разработаны отраслью по разведке и добыче нефти и газа [25]. При проектировании и осуществлении геологического хранения дальнейшее развитие получили технология бурения скважин, технология закачивания, компьютерная имитация динамических характеристик резервуара хранения и методы мониторинга существующих применений. При закачивании под землю CO_2 сжимается и заполняет пористое пространство в результате частичного вытеснения уже имеющихся в нем жидкостей («жидкости в точке»). В нефтяных и газовых пластах вытеснение жидкости в точке закачиваемым CO_2 может привести к освобождению большей части пористого объема для хранения CO_2 . В соленосных формациях оценки потенциального объема хранения являются более низкими и находятся в пределах от порядка нескольких процентов до более 30 % от общего объема породы.

После закачивания в формацию удерживаемая часть зависит от сочетания физических и геохимических механизмов удерживания. Физическое удерживание с целью предотвращения миграции CO_2 в верхнем направлении обеспечивается благодаря слою перекрывающей глинистой породы. Дополнительная физическая ловушка может создаваться капиллярными силами, которые удерживают CO_2 в пористых пространствах формации. Однако во многих случаях одна или несколько сторон формации остаются открытыми, из-за чего становится возможной боковая миграция CO_2 ниже перекрывающей породы. В подобных

случаях, важное значение для долгосрочного хранения в ловушке закачанного CO_2 имеют дополнительные механизмы, такие как геохимические ловушки, которые начинают действовать по мере вступления CO_2 в реакцию с жидкостями в точке и вмещающей породой.

Также существует еще один механизм удержания – адсорбция углекислого газа на уголь или сланцы с большим содержанием органического вещества с сопутствующим вытеснением таких газов, как метан.

Совместно с хранением углекислого газа в качестве дополнительного эффекта могут применяться методы повышенного извлечения нефти (EOR) и газа (EGR) путем закачивания CO_2 в выработанные нефтегазовые месторождения, а также, потенциально, метод повышенного извлечения угольного метана, который позволит использовать полученный метан, а не выбрасывать его в атмосферу.

Как правило, для существующих электростанций возможно применение технологии улавливания CO_2 на выходе из установки. Оснащение такими системами будет обходиться на уровне \$60 за тонну уловленного CO_2 . В перспективе ведутся работы над снижением этой величины до \$30. Для вновь вводимых мощностей эти затраты могут быть существенно уменьшены за счет применения нового оборудования, которое улавливает углекислый газ внутри цикла. Технология улавливания, основанная на сжигании топлива в среде чистого кислорода, является наиболее перспективной и открывает возможности почти полностью компенсировать затраты энергии на разделение воздуха. Поэтому разработка кислородно-топливных энергетических циклов является актуальной задачей.

1.4. Кислородно-топливные энергетические циклы с улавливанием углекислого газа

Термодинамическими циклами, основанными на технологии улавливания CO_2 при кислородном сжигании топлива, занимаются достаточно давно, но

особенно актуальным это направление стало с появлением задач «нулевых» выбросов углекислого газа в атмосферу.

Проект Callide Oxyfuel [54] является первым демонстрационным вариантом применения кислородного сжигания топлива. Суть проекта заключается в модернизации существующей угольной электростанции Callide-A мощностью 30 МВт в Квинсленде, Австралия. На электростанции были установлены две установки разделения воздуха (ASU) на 330 т/сутки и установка сжатия и очистки CO_2 (CPU) на 75 т/сутки, а существующий котел мощностью 30 МВт был модифицирован для кислородного сжигания топлива.

На рис. 1.6 показан общий процесс работы электростанции, реализованной по проекту Callide Oxyfuel.

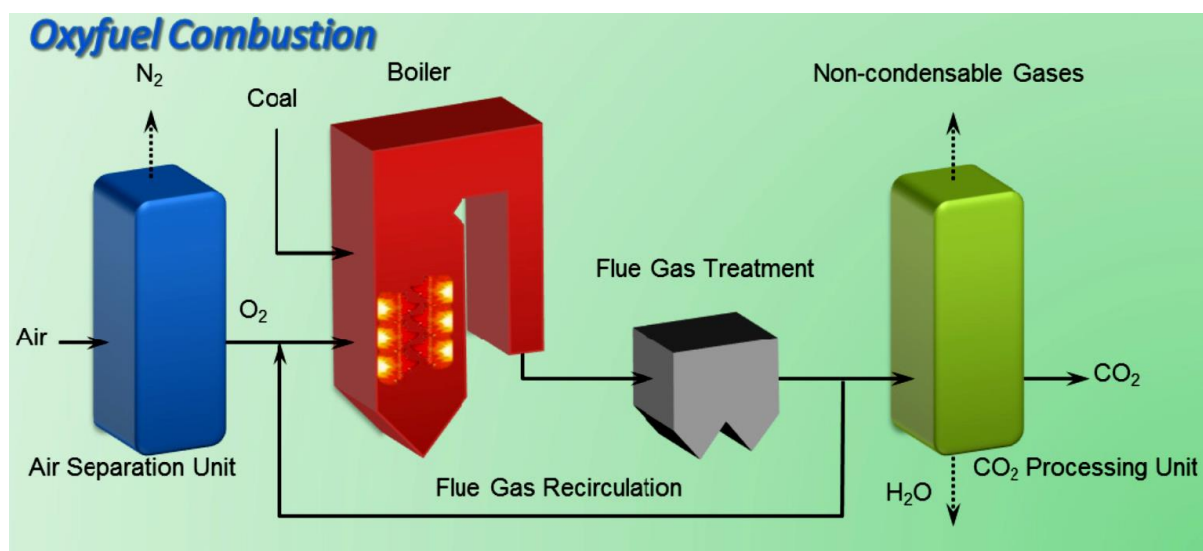


Рис. 1.6. Принципиальная схема электростанции с кислородным сжиганием топлива [54]

Чистый кислород O_2 отделяется от воздуха в воздухоразделительной установке (Air Separation Unit) и подается в котел (Boiler) для сжигания угля. Соответственно, продукты сгорания состоят, в основном, из CO_2 и H_2O и концентрация CO_2 в дымовом газе составляет более 90%. Способ улавливания почти чистого CO_2 включает удаление H_2O и неконденсирующихся газов (Non-condensable Gases) из продуктов сгорания с помощью установки сжатия и

обработки CO_2 (CO_2 Processing Unit). При применении технологии кислородного сжигания топлива дымовой газ из котла рециркулируется (Flue Gas Recirculation) и смешивается с O_2 .

Другим демонстрационным вариантом применения кислородного сжигания топлива является цикл CES [32, 33], где в качестве рециркулирующего вещества используется водяной пар (может также использоваться газообразный CO_2 или смесь CO_2 и H_2O). Принципиальная схема кислородно-топливного цикла CES представлена на рис. 1.7 [33].

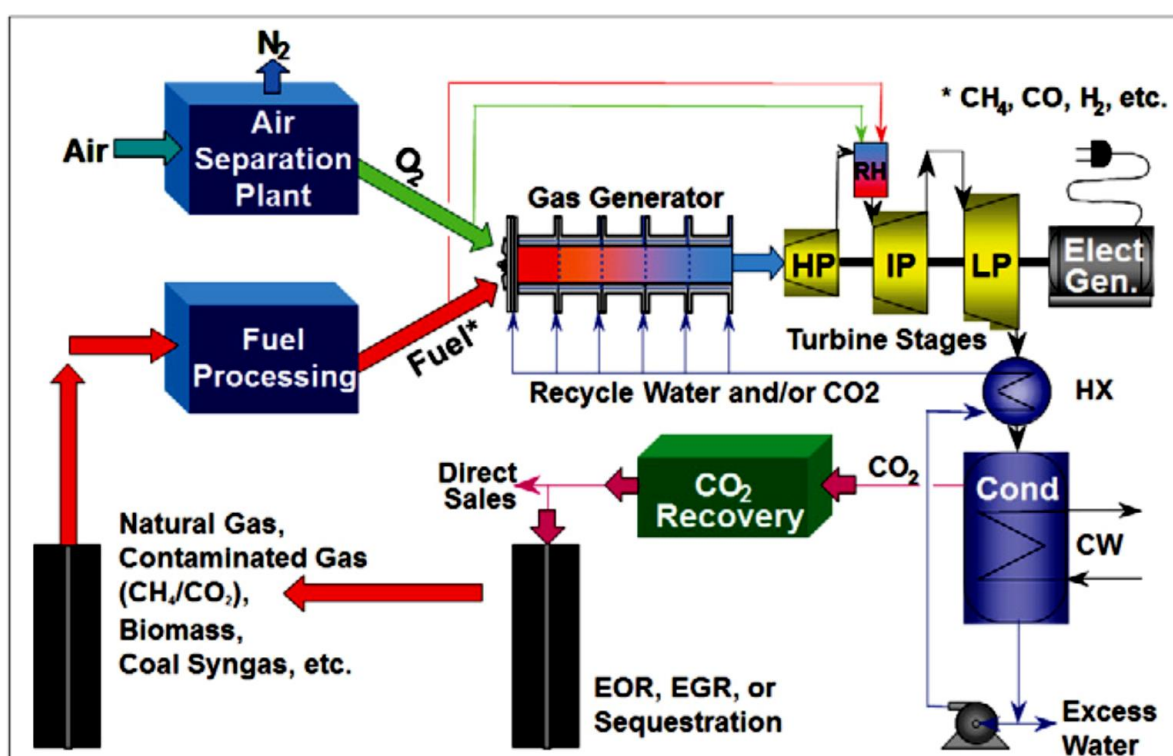


Рис. 1.7. Принципиальная схема цикла CES [33]

Для реализации данного цикла разработчики использовали существующее газотурбинное оборудование, например, были применены газовые турбины General Electric GEJ79 и Siemens SGT-900.

В основной камере сгорания (Gas Generator) сжигается топливо (как правило, газообразное) в среде чистого кислорода, полученного в воздухоразделительной установке (Air Separation Plant). Продукты сгорания, состоящие, в основном, из водяных паров и углекислого газа, поступают в

турбину высокого давления (ТВД, НРТ) и расширяются. Дальнейшее расширение рабочего тела в турбине среднего (ТСД, IPT) и низкого (ТНД, LPT) давления происходит после того, как отработавшее рабочее тело из ТВД перегревается в дополнительной камере сгорания (RH) за счет теплоты сгорания топлива в чистом кислороде. Отработавшее рабочее тело из LPT через теплообменник (HX) поступает в конденсатор (Cond), где водяной пар конденсируется, а газообразный CO_2 направляется в систему очистки (CO_2 Recovery) для получения CO_2 в кондициях, пригодных для дальнейшего использования или хранения. Вода из конденсатора с помощью питательного насоса прокачивается через HX, где превращается в водяной пар за счет теплоты отработавших газов из LPT и рециркулируется в основную камеру сгорания для регулирования температуры рабочего тела перед турбиной.

Наиболее продвинутый проект установки, работающей по кислородно-топливной технологии – пилотный образец опытно-промышленной электростанции мощностью 50 МВт. Эта установка была построена компанией NET Power Inc. в штате Техас (город Ла-Порта). Данная электростанция реализована по кислородно-топливному циклу, получившему имя своего автора – циклу Аллама (NetPower) [30, 31]. Принципиальная схема цикла Аллама представлена на рис. 1.8 [31].

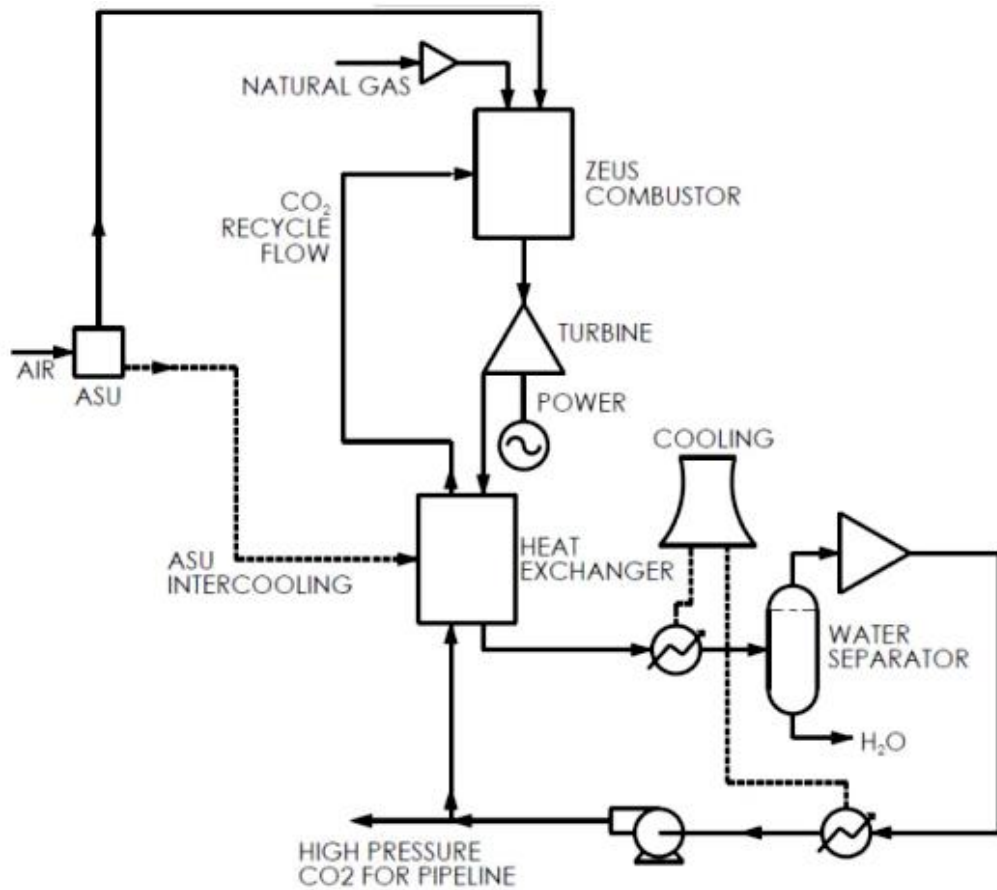


Рис. 1.8. Принципиальная схема цикла Аллама [31]

В кислородно-топливной камере сгорания (Zeus combustor) происходит сжигание природного газа в среде чистого кислорода, производимого в воздухоразделительной установке (ВРУ, ASU). Продукты сгорания поступают в турбину (Turbine) с входным давлением 200 – 400 бар, степень понижения давления в турбине варьируется от 6 до 12. В теплообменнике (Heat exchanger), находящемся за турбиной, происходит передача теплоты от отработавших газов к рециркулирующему CO_2 (CO_2 recycle flow). Непосредственно в экономайзере теплообменника температура рабочего тела становится ниже 70°C , а на выходе из него происходит дополнительное охлаждение, водяной пар конденсируется и отделяется в водяном сепараторе (Water separator). Далее происходит повышение давления оставшегося рабочего тела, состоящего, в основном, из CO_2 , нагрев в теплообменнике и подача обратно в камеру сгорания для понижения температуры на входе в турбины до приемлемого уровня. Предусмотрено удаление излишков

газообразного CO₂ высокого давления в трубопроводы (High pressure CO₂ for pipeline) для дальнейшего применения.

Демонстрационная установка обеспечивается кислородом от внешнего поставщика по трубопроводу. В мае 2018 года на этой электростанции был произведен первый «горячий» запуск установки. В настоящее время проект находится в фазе длительных испытаний. Хотя установка подключена к внешней электросети, но энергию производит только для внутреннего потребления.

Также рассматриваются различные кислородно-топливные циклы, которые находятся на стадии разработки. К таким циклам относятся: пароводяные циклы Ренкина с рекуперацией газообразного углекислого газа (Water-steam Rankine cycle with a steam-CO₂ recuperative – reheat cycle [50], Water-steam Rankine cycle with a steam-CO₂ recuperative – reheat cycle and a topping Brayton cycle [50]), цикл Аллама-З (Allam-Z cycle) [96], циклы МАТИАНТ (MATIANT [61, 63], E-MATIANT [62], CC-MATIANT [37]), полужакрытый цикл с кислородным сжиганием топлива (SCOC-CC) [76], мембранный цикл ZEITMOP [92], цикл COOLSEP-S [59], цикл Novel O₂/CO₂ [39], цикл LNG quasi-combined [94], мембранные циклы AZEP (AZEP 100% [64, 80], AZEP 85% [64, 80]), цикл OXYFREF [93, 95], цикл ZE-SOLRGT [60], циклы Graz [95], S-Graz [75, 95]. Из всех этих циклов наибольший интерес представляют работы, проводимые в институте Graz. В этом институте над кислородно-топливной технологией работают уже несколько десятилетий, но проводимые работы еще не вышли за рамки лабораторных исследований. По аналогии с традиционными газотурбинными технологиями предлагаемый цикл можно отнести к бинарным парогазовым установкам. Предлагаемая схема цикла Graz [95] постоянно совершенствуется и в качестве основного варианта для дальнейших исследований был принят цикл S-Graz [75, 95], принципиальная схема которого представлена на рис. 1.9.

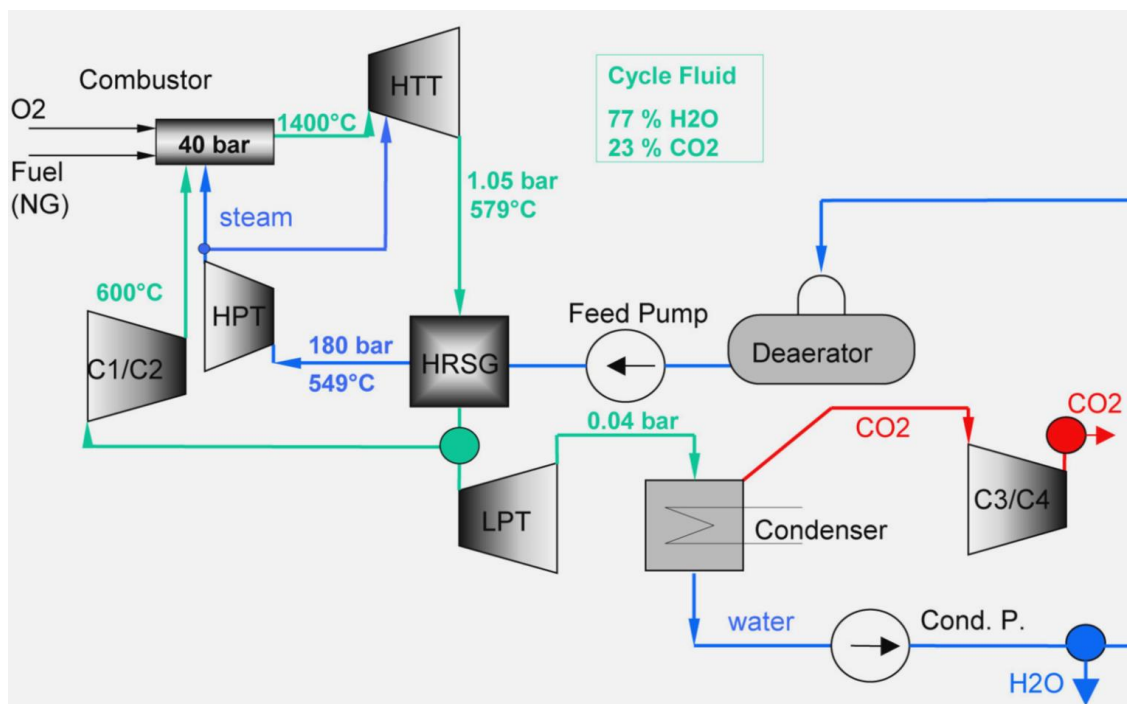


Рис. 1.9. Принципиальная схема цикла S-Graz [75]

В основном, цикл Граца состоит из высокотемпературного цикла Брайтона (компрессоры К1 (C1) и К2 (C2), камера сгорания (КС, Combustor) и высокотемпературная (жаропрочная) турбина (ВТТ, НТТ)) и низкотемпературного цикла Ренкина (турбина низкого давления (ТНД, LPT), конденсатор (Condenser), котел – утилизатор (КУ, HRSG) и турбина высокого давления ТВД, НРТ). Топливо (природный газ) и чистый кислород подаются в камеру сгорания, которая работает при давлении 40 бар. Для поддержания оптимальных температур рабочего тела и охлаждения жаровой трубы подается пар, а также рециркуляционная смесь газообразных CO_2 и H_2O .

Продукты сгорания, состоящие из примерно 74% пара, 25,3% CO_2 , 0,5% O_2 и 0,2% N_2 (массовые доли) выходят из камеры сгорания при средней температуре 1400°C. Рабочее тело расширяется до давления 1,053 бар и температуры 579°C в ВТТ. Количество охлаждающего КС пара, поступающего из ТВД, составляет 13,7% от массового расхода на входе в ВТТ, а на выходе из нее содержание пара в рабочем теле увеличивается до 77%. В КУ, где минимальный температурный напор составляет 25°C на выходе из пароперегревателя, отработавшее рабочее тело охлаждается, передавая свою теплоту для испарения и перегрева пара для

ТВД. После котла-утилизатора только 45% от массового расхода цикла дополнительно расширяется в ТНД. Давление на выходе из ТНД и, следовательно, давление в конденсаторе составляет 0,041 бар.

Для смеси конденсируемого (пар) и неконденсируемого газа (CO_2) температура конденсации зависит от парциального давления пара, которое непрерывно уменьшается во время конденсации. Для заданной температуры на выходе из конденсатора давление в нем определяет количество конденсированного пара. Таким образом, чтобы максимизировать мощность ТНД, давление в конденсаторе должно быть уменьшено настолько, чтобы конденсировалась только рециркулируемая вода, а вода, образовавшаяся в результате сгорания, оставалась в газообразной фазе. При этом давлении ТНД вырабатывает максимальную мощность, но повышаются затраты по сжатию смеси пар/ CO_2 до атмосферного давления. Таким образом, для заданной температуры на выходе из конденсатора 18°C (для минимальной температуры охлаждающей воды 8°C) оптимальное давление в конденсаторе составляет 0,041 бар, где конденсируется около половины воды, образовавшейся в результате сгорания.

В конденсаторе разделяются газообразная и жидкая фазы. Оттуда газообразный массовый поток, содержащий CO_2 и половину воды, образовавшиеся в результате горения, сжимается до атмосферного давления с промежуточным охлаждением и извлечением сконденсированной воды и подается для дальнейшего использования или хранения. Чистота CO_2 составляет 94%, последующее извлечение воды производится во время дальнейшего сжатия для ожижения.

После отделения оставшейся при сгорании H_2O , вода из конденсатора предварительно нагревается, испаряется и перегревается в КУ. Затем пар подается на ТВД с параметрами 180 бар и 549°C . После расширения он используется для охлаждения КС и ступеней ВТТ.

Большая часть рабочего тела, которое разделяется на выходе из КУ, сжимается компрессором с промежуточным охлаждением и подается в камеру

сгорания с максимальной температурой 600°C.

Авторы проекта Graz в своем сравнительном анализе показывают, что их цикл может обеспечить КПД производства электроэнергии даже несколько выше, чем цикл Аллама (в пределах 1% при общем уровне КПД 54%) [89].

Таким образом, в последнее время активно исследуются альтернативные термодинамические циклы, позволяющие без существенных энергетических затрат выводить из цикла CO₂, образовавшийся в результате сгорания топлива [30-33, 37, 39, 50, 59-64, 75, 76, 80, 89, 92-96]. Расчетами показано, что такие циклы по тепловой экономичности могут не уступать самым передовым энергетическим установкам.

Один из вариантов технологии кислородного сжигания природного газа предложен российскими учеными [10, 21, 22]. На рис. 1.10 показана принципиальная схема этого варианта энергетической установки, которая работает следующим образом:

Сжиженный природный газ, произведенный в ожижителе метана 7, газифицируется в подогревателе метана 8 и поступает в камеру сгорания 9, где сжигается в смеси чистого кислорода, произведенного в цехе разделения воздуха 5, водяного пара и углекислого газа. Образовавшиеся продукты сгорания поступают в парогазовую турбину 1, расширяются и последовательно проходят секции охлаждения в котле-утилизаторе 2, в котором производится водяной пар умеренных параметров, регенеративного подогрева смеси CO₂ и O₂, полученной в смесителе CO₂ и O₂ 6, конденсации водяного пара в конденсаторе – подогревателе сетевой воды 3, а также блок ожижения CO₂ 4. Механическая энергия, вырабатываемая парогазовой турбиной, преобразуется в электрическую энергию в электрогенераторе 11, тепловая энергия выдается в теплотель 10. Сконденсированная вода проходит блок водоочистки 12 и возвращается в цикл. Повышение всех компонент рабочего тела производится в жидком агрегатном состоянии насосным оборудованием, таким образом, из схемы исключены газовые компрессоры, за исключением изотермического компрессора 13, служащего для повышения давления углекислого газа перед ожижением для

исключения образования льда. В блоке ожижения CO_2 предусмотрена продувка избытка кислорода, примесных газов и остатка водяных паров. Так как основные компоненты рабочего тела перед подачей в камеру сгорания находятся в жидкой фазе, и их давление повышается насосным оборудованием, такой термодинамический цикл назвали «бескомпрессорный», а установку, работающую по такому циклу – бескомпрессорная парогазовая установка (БКПГУ).

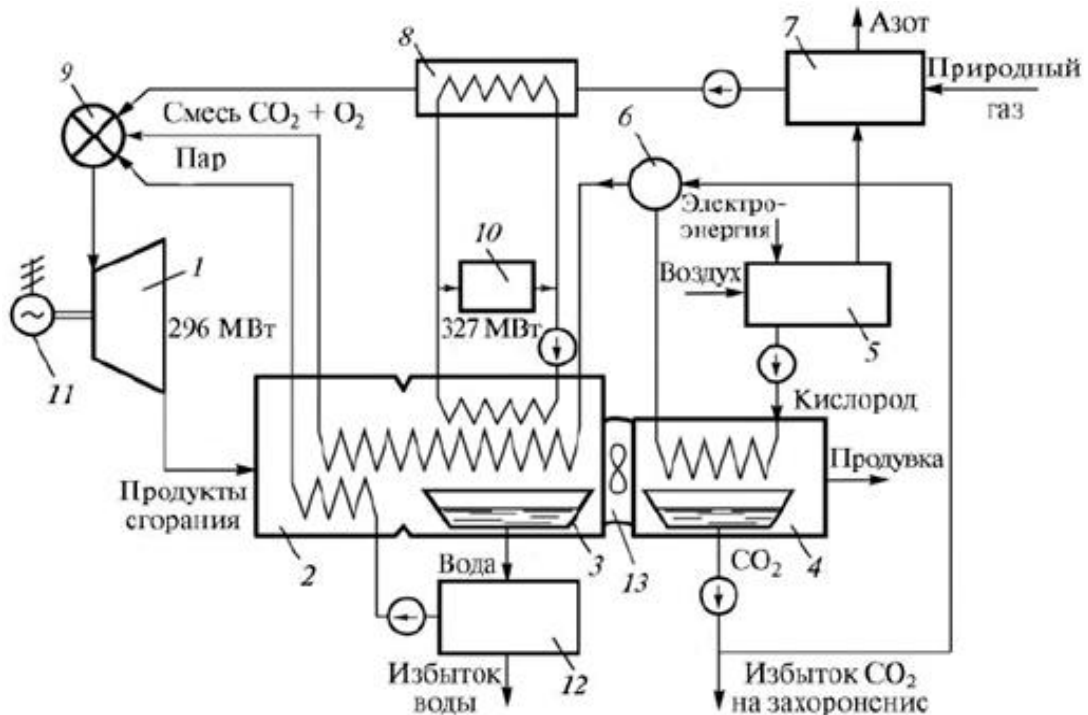


Рис. 1.10. Принципиальная схема БКПГУ [10]

Для производства только электроэнергии одним из лучших альтернативных циклов признается цикл Аллама. Но для совместного производства электричества и тепла более перспективным видится цикл БКПГУ, что исключительно важно для России, где традиционно сильно развито совместное производство тепла и электричества.

БКПГУ позволяет осуществить независимое регулирование ряда параметров, от которых зависит электрическая мощность, соотношение электрической и тепловой мощности, температура рабочего тела на входе в турбину. Таким образом, могут быть получены оптимальные параметры

термодинамического цикла в широком диапазоне рабочих режимов установки при разных отношениях тепловой и эклектической мощностей. За счет этого в системах централизованного теплоснабжения БКПГУ может существенно превосходить самые лучшие ПТУ и ПГУ по тепловой экономичности [10].

Поэтому с учетом отмеченных выше положительных сторон установки, реализуемой по бескомпрессорному циклу, в качестве объекта исследования была принята бескомпрессорная парогазовая установка.

Расчеты БКПГУ, выполненные в [10] для определения интегральных показателей, носят прикидочный характер. Поэтому актуальной задачей является разработка программно-вычислительного комплекса для более глубокого и точного системного анализа термодинамического цикла БКПГУ, позволяющего определить в определенной степени точности необходимые параметры, как отдельных узлов, так и всей установки в целом.

1.5. Программно-вычислительные комплексы для исследования традиционных термодинамических циклов

Математическому моделированию энергетических установок, основанных на сжигании органического топлива, таких как ГТУ, ПТУ или ПГУ, и разработке программно-вычислительных средств на их основе, уделяется большое внимание [3-5, 9, 11-13, 15, 17, 20, 24, 26, 34, 38, 44, 47-49, 53, 55, 56, 67-69, 74, 77, 85-87]. Как правило, авторы претендуют на универсальность своих моделей и вычислительных средств, но обилие предлагаемых программных продуктов свидетельствует о том, что универсального средства нет.

На сегодняшний день основная масса предлагаемых математических моделей (ММ) и программных продуктов предназначена для моделирования и проектирования традиционных термодинамических циклов. Решаются множество задач – от моделирования отдельных элементов схем различной сложности и общей ММ установки до усовершенствований и повышения эффективности

цикла. Предлагаются программные комплексы для моделирования схем теплоэнергетических установок [20]. Предлагаются программные комплексы по моделированию и расчету тепловых схем паротурбинных и испарительных установок различного типа [15]. Предлагаются различные методы расчета для повышения эффективности цикла [17]. Предлагаются математические модели перспективных парогазовых схем, работающих на твердом топливе [9]. Предлагаются математические модели конкретных энергоблоков, например, ММ энергоблока ПГУ-325 [24]. Предлагаются ММ, моделирующие как установившиеся, так и неуставившиеся режимы.

Для моделирования и проектирования стационарных энергетических ГТУ и авиационных газотурбинных двигателей (ГТД) используются различные классы программных продуктов инженерного анализа (Computer-aided engineering, CAE-системы). Можно выделить две группы таких систем:

1) Программные продукты, созданные на базе универсальных средств. Сюда входят Dymola (основан на языке проектирования Modelica) [49, 77, 87], Simulink (интегрирован в среду MATLAB) [49, 53, 55, 56, 86], TRANSEO (основана на среде MATLAB) [85], PROOSIS (основан на системе EcosimPro) [69] и другие.

2) Специализированные программные продукты. Сюда входят DVIGwT [4, 5], EngineSim [47], GasTurb [38, 48, 55, 86], Graphical Engine Cycle Analysis Tool (GECAT) [44], Gas turbine Simulation Program (GSP) [74], Numerical Propulsion System Simulation (NPSS) [49, 67], TERA [68], Uni_TTF [13], WebEngine [34], АСТРА [11, 12, 26]. Также в сравнительном анализе математических моделей [3] помимо некоторых указанных выше программных продуктов приводятся такие, как программный комплекс ЦИАМ, ГРАД версии 16.2001 (КАИ), Uni_MM (САТУРН).

Предлагаемые математические модели отличаются интерфейсом, методом решения системы уравнений, набором моделируемых элементов, уровнем детализации расчета; методическими особенностями, что обуславливает различия в результатах расчетов, уровнем информативности, функциональностью, дополнительными возможностями, принимаемыми допущениями (в случае

математических моделей, выполняющих схожие инженерные задачи, принимается ряд общепринятых допущений, например, программные средства различных конструкторских бюро, моделирующие ГТД авиационного и наземного применения), визуальным представлением узлов и компонентов и др.

Математические модели стационарных ГТУ и ГТУ на базе конвертированных газотурбинных двигателей (ГТД) основываются на уравнениях законов сохранения. При этом, как правило, скоростью изменения параметров моделируемого объекта пренебрегают. В результате одномерная модель с сосредоточенными параметрами принимает вид статических уравнений состояний. Математическая модель паровой турбины разрабатывается на основе уравнений теплового баланса первого порядка. Математические модели ПГУ состоят из блоков моделей газотурбинной и паротурбинной части, а также отдельных элементов в зависимости от предложенной схемы, например, математическая модель котла-утилизатора (КУ) для схемы ПГУ с КУ.

Большинство отечественных программ для термодинамических расчётов ГТД (такие, как программы ЦИАМ, ГРАД, АСТРА, ОГРА, DVIGwT и др.) основаны на ряде общепринятых методических допущений, упрощающих моделирование реальных процессов, протекающих в ГТД [3]:

- изобарная теплоёмкость рабочего тела зависит только от температуры, при этом термическая диссоциация и рекомбинация продуктов сгорания не учитывается;
- рабочие тела (окислитель, продукты сгорания) подчиняются уравнению состояния идеального газа;
- реальный пространственный поток в проточной части двигателя заменяется осреднённым одномерным потоком (используются среднemasсовые параметры), неравномерность поля и пульсации потока не влияют на рабочий процесс;
- подобие режимов сохраняется при неизменных значениях чисел M (в окружном и осевом направлении) (или λ) и Re ; изменение основных параметров узлов при нарушении автомодельности по Re учитывается введением эмпирических

- поправок (последнее не всегда реализуется из-за отсутствия соответствующих данных);
- геометрическое подобие сохраняется во всех условиях эксплуатации;
 - влияние двухконтурности на характеристики вентилятора, подпорных ступеней и компрессора не учитывается;
 - модель камеры смешения – цилиндрическая, с полным смешением потоков на срезе смесителя;
 - отборы (подводы) рабочего тела не оказывают влияния на характеристики компрессора и турбины;
 - расчёт неустановившихся режимов осуществляется с учётом только инерционности роторов;
 - не учитывается разность потенциальных энергий газа для любых произвольных сечений;
 - различные виды потерь учитываются эмпирическими коэффициентами и зависимостями (характеристиками);
 - при смешении охлаждающего воздуха с основным потоком газа учитывается только уравнение энергии;
 - не учитывается нестационарность тепловых процессов; энергообмен с внешней средой через стенки корпуса двигателя отсутствует;
 - при расчёте турбины учитывается работа части охлаждающего воздуха, поступающего на пленочное охлаждение первого соплового аппарата, с учётом снижения температуры и без потерь полного давления;
 - тепловые потери полного давления в форсажной камере определяются в предположении о постоянном сечении камеры.

Из проанализированных выше программных продуктов можно выделить DVIGwT, разработанную в Уфимском государственном техническом университете (УГАТУ), поскольку данная CAE-система имеет более широкую область применения, а именно: авиационные ГТД, стационарные энергетические ГТУ, ПТУ, ПГУ, гибридные ГТД и теплонасосные установки (ТНУ). Однако в DVIGwT, как и во всех программных продуктах, способных моделировать

традиционные энергетические установки различных схем, рабочее тело рассматривается как идеальный газ.

В качестве основных допущений предлагаемых ММ, моделирующих традиционные циклы, рабочее тело рассматривается как идеальный газ, а изобарная теплоемкость зависит только от температуры (не учитывается зависимость от давления), при этом энтальпия идеального газа также не зависит от давления и принимает следующий вид:

$$dh = c_p dT \quad (1.3)$$

Для моделирования инновационных кислородно-топливных циклов, в частности, цикла БКПГУ, выбранного в качестве объекта исследования, рабочее тело нельзя рассматривать как идеальный газ, а основные допущения необходимо приблизить к реальным процессам. Так в отличие от уравнения 1.3 изменение энтальпии реальных веществ имеет вид:

$$dh = c_p dT + \left(\frac{dh}{dP} \right)_T dP \quad (1.4)$$

Главная особенность цикла БКПГУ заключается в том, что рабочее тело состоит из нескольких компонент: топливо, чистый кислород, рециркулирующие углекислый газ и/или водяной пар, что является определенной новизной и существенным отличием от традиционных энергетических циклов. Также состав рабочего тела в различных точках цикла переменный. В отдельных точках это чистые вещества, а в других – смесь. При этом рабочее тело в разных точках цикла может быть жидким, газообразным или в сверхкритическом состоянии. Необходимо учитывать фазовые переходы в протекающих термодинамических процессах. Поэтому для описания цикла БКПГУ использовать методы математического моделирования и существующие программные системы традиционных энергоустановок различных схем не представляется возможным.

Таким образом, разработка математической модели и программных средств для исследования БКПГУ является актуальной научной задачей.

1.6. Выводы по главе 1

1. Негативные климатические изменения, которые связывают с большими антропогенными выбросами парниковых газов, побуждают вести поиск новых технологий, снижающих эти выбросы. Озвучиваются задачи уменьшить выбросы углекислого газа до нуля.

2. Энергетическая отрасль входит в число основных загрязнителей атмосферы, а ее выбросы углекислого газа связаны со сжиганием ископаемого топлива. Рассматривается множество сценариев реформирования энергетики, но ни по одному сценарию в ближайшие десятилетия полностью уйти от использования ископаемого топлива не удастся. Поэтому для достижения нулевых выбросов углекислого газа остается один путь – это улавливание CO_2 и его последующее захоронение или полезное использование.

3. В структуре производства электроэнергии в РФ доля ископаемого топлива близка к 70% и в ближайшем будущем, ожидать уменьшения этой доли, не приходится. В среднем, с учетом реновации, в РФ ежегодно вводится в эксплуатацию 4,3 млн. киловатт новых мощностей тепловых электростанций. Учитывая изношенность генерирующего оборудования, количество вновь вводимых в эксплуатацию мощностей будет только расти. Последние годы большая доля вводимых в эксплуатацию мощностей приходится на ПГУ и ГТУ западного производства (отечественные предприятия такого оборудования не производят). Переход на новые технологии генерирования энергии с учетом современных экологических требований может открыть нишу для отечественных предприятий в этой области.

4. Анализ технологий улавливания и захоронения углекислого газа показал, что эти технологии повлекут за собой существенное увеличение себестоимости производства тепла и электричества. Поэтому совершенствование этих

технологий является актуальной научной задачей.

5. Особенно затратными являются технологии улавливания. Оснащение действующих электростанций системами улавливания углекислого газа из дымовых газов по современным технологиям будет обходиться на уровне \$60 за тонну уловленного CO_2 . В перспективе ведутся работы над снижением этой величины до \$30. Для вновь вводимых мощностей эти затраты могут быть существенно уменьшены за счет применения нового оборудования, которое улавливает углекислый газ внутри цикла, но такое оборудование надо еще создать. Одним из наиболее перспективных направлений улавливания углекислого газа внутри термодинамического цикла является технология кислородного сжигания топлива.

6. Технологии кислородного сжигания топлива в последнее время уделяется большое внимание. Предлагается множество вариантов установок работающих по этой технологии. Расчетами показано, что предлагаемые установки практически не уступают по эффективности использования тепла топлива самым лучшим ПГУ. Один из вариантов установки, работающей по технологии кислородного сжигания топлива, предложенный российскими учеными, особенно эффективен при совместном производстве тепла и электричества, что особенно важно для условий РФ. Этот вариант получил название БКПГУ. Учитывая преимущества такой схемы установки, в качестве объекта исследования выбрана парогазовая установка с полным улавливанием углекислого газа, реализуемая по циклу БКПГУ.

7. Исследования принципиально нового термодинамического цикла БКПГУ находятся на самой ранней стадии. Для перехода к опытно-конструкторским работам необходимо выполнить предварительные исследования, которые позволят определить необходимый комплекс работ, необходимый для создания таких установок, выбрать оптимальные параметры и подготовить материалы для обоснования целесообразности создания таких установок. Поэтому в качестве цели исследования принята разработка метода системного анализа термодинамических параметров принципиально новых энергетических

комплексов на базе инновационного термодинамического цикла (цикла БКПГУ).

8. Системный анализ требует соответствующих инструментов для исследований таких как, математическое описание исследуемого объекта и программно-вычислительные средства.

9. Выбранный объект исследования имеет существенные особенности, которые необходимо учесть. Главная особенность – переменный состав рабочего тела, в отдельных точках это чистые вещества, а в других – смесь. При этом рабочее тело в разных сечениях цикла может быть жидким, газообразным или в сверхкритическом состоянии и необходимо учитывать фазовый переход вещества.

10. Для достижения поставленной цели поставлены следующие задачи:

- Разработка способа представления термодинамических свойств чистых веществ в виде электронных таблиц.

- Разработка способа представления термодинамических свойств рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ, используя свойства чистых веществ в виде электронных таблиц.

- Разработка способа описания термодинамических процессов рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ, используя свойства чистых веществ в виде электронных таблиц.

- Разработка математических моделей отдельных компонент и БКПГУ в целом.

- Разработка концепции параметрической оптимизации энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ, на основе системного анализа.

- Определение оптимальных параметров пилотной электростанции, реализованной по циклу БКПГУ, на стадии технического предложения.

ГЛАВА 2. СПОСОБ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЕЩЕСТВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ РАБОЧЕГО ТЕЛА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В НОВЫХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЦИКЛАХ

Одно из наиболее существенных отличий БКПГУ от традиционных схем энергетических установок, с точки зрения математического описания, связано со свойствами рабочего тела. Параметры рабочего тела БКПГУ находятся в широком диапазоне, охватывающем как однофазные области (жидкое и газообразное фазовое состояние), так и сверхкритическую область и область двухфазного состояния (где находятся в равновесии две фазы – жидкая и газообразная). Повышение давления топливного газа и окислителя, в качестве которого используется чистый кислород, происходит в жидком агрегатном состоянии насосами, после чего, пройдя утилизаторы холода и соответствующие подогреватели, компоненты подаются в камеру сгорания в сверхкритическом состоянии. Топливо сгорает в среде чистого кислорода, в результате чего образуется смесь, состоящая в основном из водяных паров и углекислого газа, которые находятся в сверхкритическом состоянии. Помимо топлива и чистого кислорода в камеру сгорания подаются рециркулирующие H_2O и CO_2 , повышение давление которых также осуществляется в жидком агрегатном состоянии насосами до сверхкритического давления и подогреваются в соответствующих рекуперативных теплообменниках. Полученная смесь продуктов сгорания и рециркулирующих компонент в сверхкритическом состоянии поступает в парогазовую турбину и расширяется. Отработавшее рабочее тело в газообразном фазовом состоянии охлаждается в рекуперативных теплообменниках до температуры близкой к температуре росы (когда водяной пар начинает конденсироваться). После этого оно поступает в контактный конденсатор низкого давления. В контактном конденсаторе низкого давления происходят тепло-массообменные процессы, жидкая фаза отделяется от газообразной, вода конденсируется, а оставшийся газообразный CO_2 с небольшим количеством воды

сжимается в компрессоре CO_2 . Остатки воды конденсируются в контактном конденсаторе высокого давления, а парообразный углекислый газ поступает в блок ожижения CO_2 и конденсируется. Вода в жидком состоянии контура низкого и высокого давления является горячим первичным теплоносителем для подогревателей топлива, чистого кислорода, углекислого газа и сетевого подогревателя.

Таким образом, рабочее тело БКПГУ имеет переменный химический состав, компоненты (метан, чистый кислород, углекислый газ и вода) в различных точках термодинамического цикла находятся в разных фазовых состояниях (газообразное, жидкое, равновесное, переходное из газа в жидкость и сверхкритическое состояние), как в виде чистого вещества, так и в виде смеси. Теплофизические свойства большинства веществ можно найти в справочной литературе в табличной форме. Для построения этих таблиц имеются аппроксимирующие системы уравнений, базирующиеся на экспериментальных данных. Но использовать такую форму представления теплофизических свойств в программно-вычислительных комплексах крайне неудобно. Можно пользоваться специализированными программами, позволяющими получать свойства интересующих веществ по давлению и/или температуре. Одна из продвинутых программ подобного рода – программа REFPROP, разработанная в Национальном институте стандартов и технологий (НИСТ – <https://www.nist.gov/>). Однако использовать полученные табличные данные интересующих свойств в программно-вычислительных комплексах также неудобно в связи с тем, что массивы значений из программы REFPROP можно переносить только в ручном режиме.

Поэтому для математического моделирования исследуемого цикла БКПГУ была поставлена задача, заключающаяся в разработке способа описания термодинамических свойств веществ, входящих в состав рабочего тела БКПГУ.

2.1. Выбор метода описания термодинамических свойств веществ, входящих в состав рабочего тела бескомпрессорной парогазовой установки

При исследовании инновационных энергетических циклов необходимо располагать данными о теплофизических свойствах веществ, входящих в состав рабочего тела, в широком диапазоне давлений P и температур T . Математическое описание свойств реальных веществ в интересующем интервале изменения параметров на основании имеющихся опытных данных позволяет с приемлемой точностью определять значения теплофизических свойств, не прибегая к эксперименту. Для термодинамических расчетов и формирования информационных массивов со значениями свойств используют уравнение состояния. Оно представляет собой зависимости, которые удовлетворяют физически обоснованным условиям и ограничениям, а также с учетом точности экспериментальных данных отражают особенности термодинамического поведения вещества при изменении температуры [7]. Такие зависимости получают методом аппроксимации, при этом используют как многопараметрическую (например, определение функций, зависящих от нескольких переменных), так и однопараметрическую аппроксимацию (например, извлечение информации о вириальных коэффициентах). С помощью компьютерных вычислений методами интерполяции и экстраполяции можно заполнить зоны, где количество измерений мало или они вообще отсутствуют [2].

Как правило, для построения уравнения состояния применяют следующий подход: проводят сопоставительный анализ различных опытных данных графическим способом; формируют скелетную таблицу на базе сочетающихся экспериментальных данных, образующих плавный ход изолиний; проводят аналитическое описание базовых изолиний (изохор или изотерм); определяют аналитические выражения для объемных или температурных функций [2].

В общем виде уравнение состояния (на примере метана)

$$p = A(v) + B(v)T + \Phi(v, T) \quad (2.1)$$

или, выражая через приведенные величины

$$\sigma = \alpha(\omega) + \beta(\omega)\tau + \theta(\omega, \tau), \quad (2.2)$$

где $\sigma = pV/RT_{кр}$ – фактор сжимаемости в критической точке, α и β – объемные функции, ω – приведенная плотность, τ – приведенная температура, θ – функция, зависящая от двух переменных.

Сложность формы уравнения состояния зависит от конкретного вещества. Например, для метана

$$\sigma = \alpha(\omega) + \beta(\omega)\tau + \gamma(\omega)\psi(\tau), \quad (2.3)$$

для водяного пара и кислорода

$$\sigma = \alpha(\omega) + \beta(\omega)\tau + \gamma(\omega)\psi(\tau) + \delta(\omega)\varphi(\tau). \quad (2.4)$$

В результате преобразований и определения аналитических выражений объемных функций (функции, зависящие от приведенной плотности) окончательно уравнение состояния для газообразного метана с использованием абсолютной температуры и плотности примет вид [7]:

$$\left. \begin{aligned} pV &= R[\alpha(\rho) + \beta(\rho) \cdot T \cdot 10^{-2} + \gamma(\rho) \cdot 10^4 \cdot T^{-2}], \\ \text{здесь } \alpha(\rho) &= -289,425\rho \cdot 10^{-1} + 202,228\rho^2 \cdot 10^{-2} - \\ &- 472,077\rho^3 \cdot 10^{-3} + 423,007\rho^4 \cdot 10^{-4} - \\ &- 151,912\rho^5 \cdot 10^{-5} + 17,851\rho^6 \cdot 10^{-6} \\ \beta(\rho) &= 100 + 58,914\rho \cdot 10^{-1} - 29,925\rho^2 \cdot 10^{-2} + \\ &+ 107,401\rho^3 \cdot 10^{-3} - 92,266\rho^4 \cdot 10^{-4} + \\ &+ 33,128\rho^5 \cdot 10^{-5} - 3,268\rho^6 \cdot 10^{-6} \\ \gamma(\rho) &= -140,560\rho \cdot 10^{-1} - 308,685\rho^2 \cdot 10^{-2} + \\ &+ 1269,296\rho^3 \cdot 10^{-3} - 1238,265\rho^4 \cdot 10^{-4} + \\ &+ 452,446\rho^5 \cdot 10^{-5} - 53,452\rho^6 \cdot 10^{-6} \end{aligned} \right\} \quad (2.5)$$

Для других веществ уравнение (2.5) может быть усложнено за счет

появления большего числа функций. Например, для водяного пара и кислорода согласно форме уравнения (2.4) добавляется объемная функция $\delta(\omega)$ и функция $\varphi(\tau)$, зависящая от температуры. Помимо этого, для определения свойств метана в жидком состоянии требуется располагать отдельным уравнением состояния, которое имеет следующий вид [7]:

$$\left. \begin{aligned} p &= A(T) \cdot \rho^2 \cdot 10^{-4} + B(T) \cdot \rho^4 \cdot 10^{-8} + C(T) \cdot \rho^6 \cdot 10^{-12}, \\ \text{здесь} \quad A(T) &= -3260,007 + 2796,416\theta - 1056,114\theta^2 + \\ &\quad + 146,3320\theta^3 + 1695,215\theta^{-1} - 407,0410\theta^{-2} \\ B(T) &= 31,40 - 42,36\theta + 12,32\theta^2 \\ C(T) &= -0,650 + 1,120\theta - 0,300\theta^2 \\ \theta &= T/100. \end{aligned} \right\} \quad (2.6)$$

что увеличивает количество вычислений. Для других веществ уравнение состояния составляется аналогичным способом, при этом в зависимости от конкретного вещества уравнение может, как упрощаться, так и усложняться. По уравнению состояния получают расчетные выражения для определения калорических свойств (энтальпия, энтропия и др.), для которых требуется определение значений интегралов и производных, а также необходимо знать соответствующие значения калорических свойств при идеально-газовом состоянии [7].

Для определения термодинамических свойств в идеально-газовом состоянии составляют интерполяционное уравнение в форме $c_{p0} = f(T)$. Согласно [7] для углеводородных газов метанового ряда используется уравнение, которое обеспечивает высокую точность и имеет следующий вид

$$c_{p0} = a + bT + cT^2 + dT^3 \quad (2.7)$$

Интерполяционное уравнение составляют для определенного диапазона температур, который для удобства вычислений и получения требуемой точности разделяют на несколько интервалов. Для каждого интервала составляют

расчетные формулы калорических свойств.

Определение аппроксимирующей зависимости на границах фазового перехода (тройная точка, равновесное состояние между фазами жидкость-пар) и в критической области – крайне трудоемкая задача. Наряду со сложностями аналитического описания уравнения состояния, для определения коэффициентов уравнения требуется множество вычислительных процессов.

Точность интерполяции зависит от степени нелинейности функции и густоты сетки, точность аппроксимации зависит от степени аппроксимирующих полиномов. В любом случае высокая точность достигается только в узловых точках, где есть объективные экспериментальные данные. Повысить точность результатов можно, применив метод линеаризации.

В тех случаях, когда термодинамические свойства веществ находятся в сильной нелинейной зависимости от параметров состояния, удобно пользоваться способом линеаризации нелинейной функции. Пусть нелинейная функция имеет вид:

$$y = a \cdot x^b \quad (2.8)$$

Для линеаризации функции (2.8) необходимо ее прологарифмировать и сделать замену переменных. После логарифмирования функция примет вид:

$$\ln(y) = \ln(a \cdot x^b) = \ln(a) + b \cdot \ln(x) \quad (2.9)$$

Сделаем замену переменных: $\ln(y) = Y$, $\ln(a) = A$, $\ln(x) = X$. Окончательно нелинейная функция (2.8) преобразуется в линейную функцию вида:

$$Y = A + b \cdot X \quad (2.10)$$

Рассмотрим характер изменения некоторых свойств веществ, входящих в состав рабочего тела БКПГУ (рис. 2.1-2.9), воспользовавшись справочной литературой [2, 7, 16, 18].

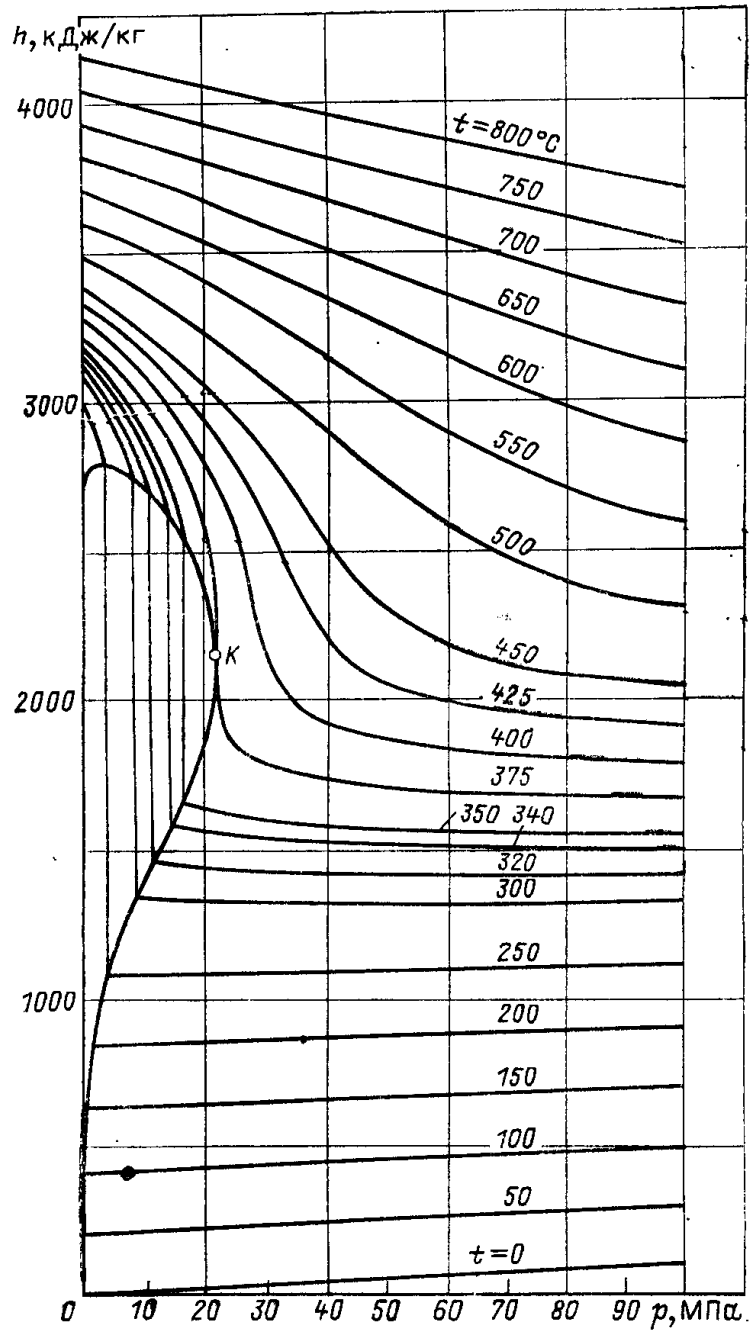


Рис. 2.1. Зависимость удельной энтальпии воды и водяного пара от температуры и давления [16]

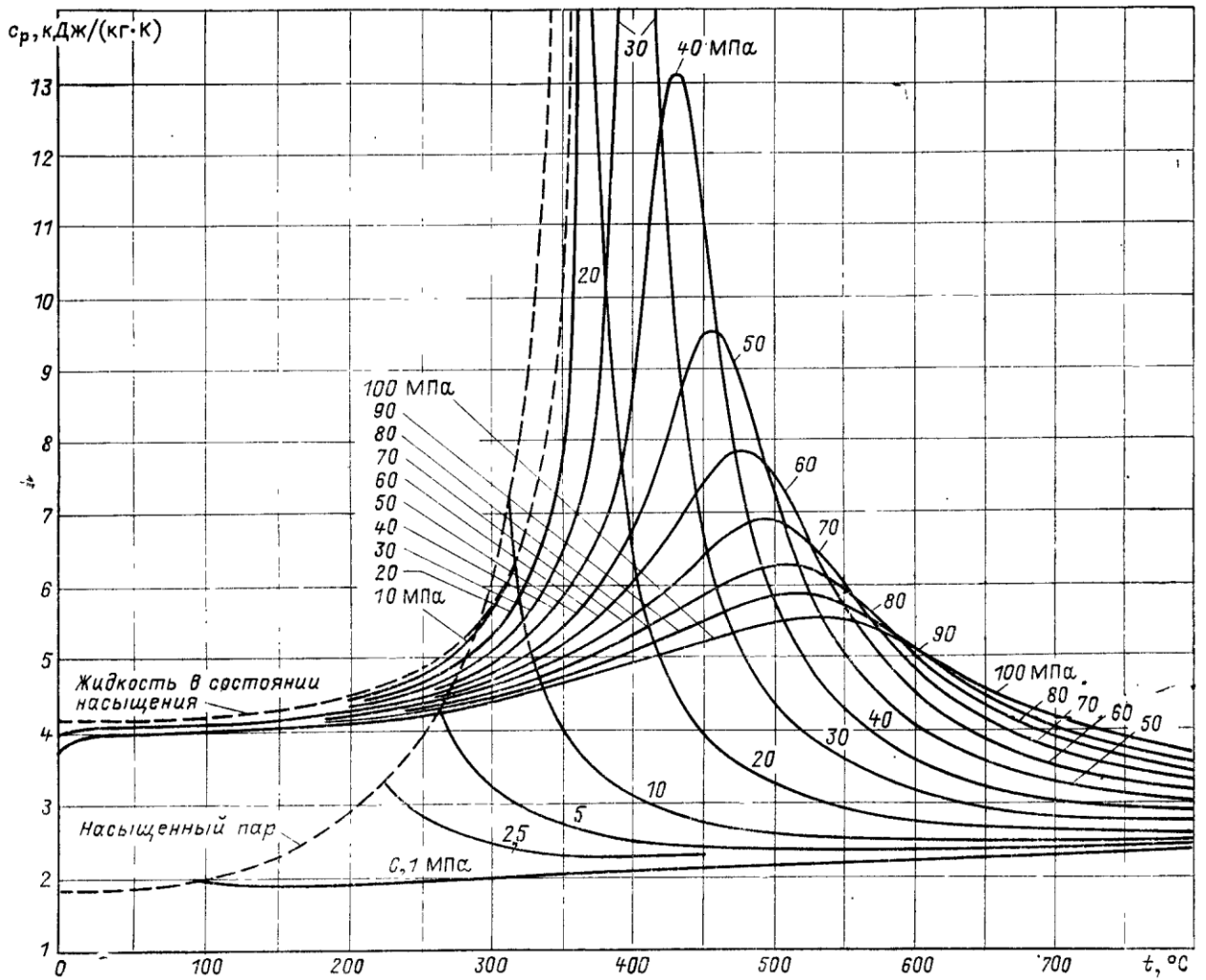


Рис. 2.2. Зависимость изобарной теплоемкости воды и водяного пара от температуры и давления [16]

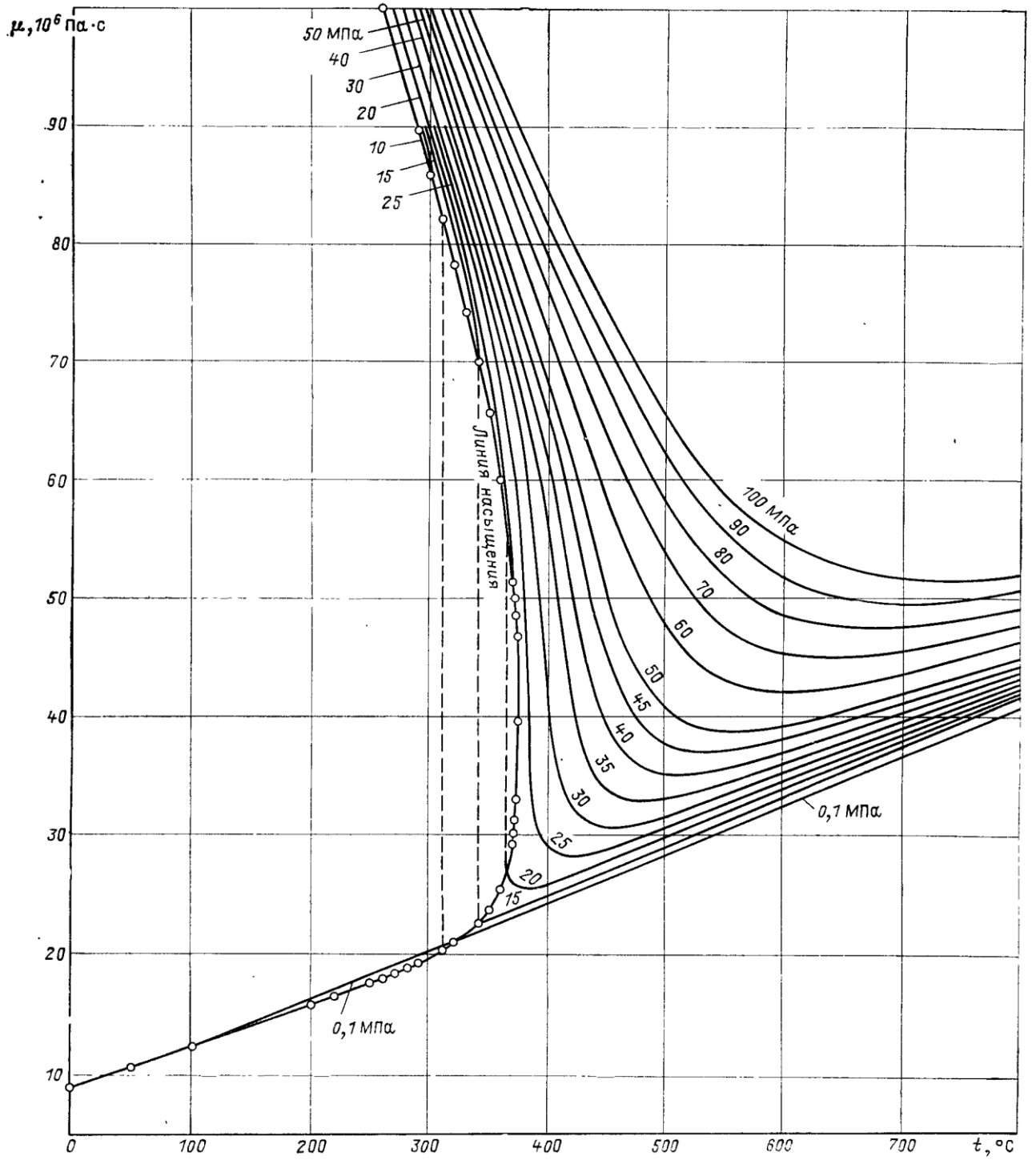


Рис. 2.3. Зависимость коэффициента динамической вязкости воды и водяного пара от температуры и давления [16]

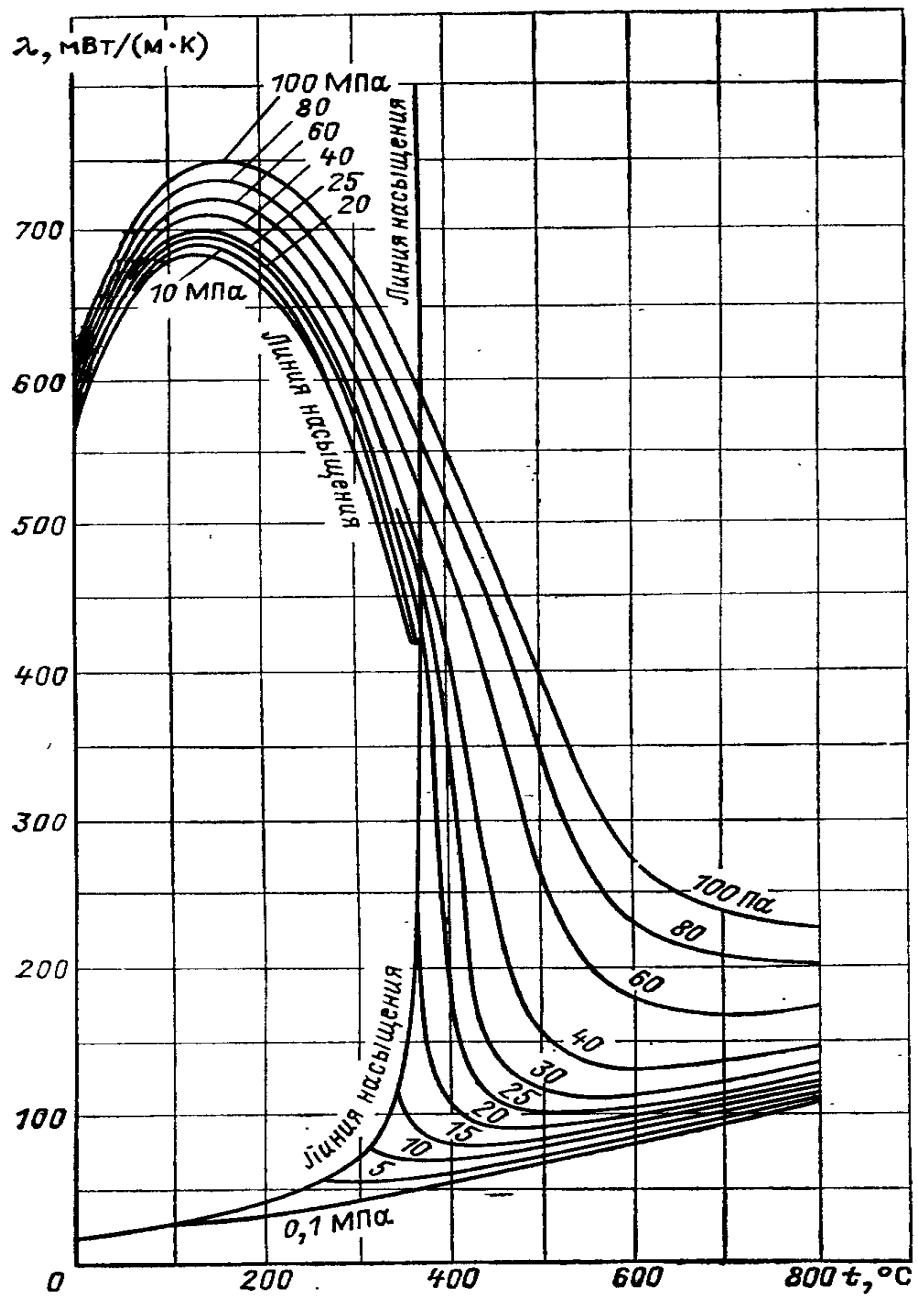


Рис. 2.4. Зависимость теплопроводности воды и водяного пара от температуры и давления [16]

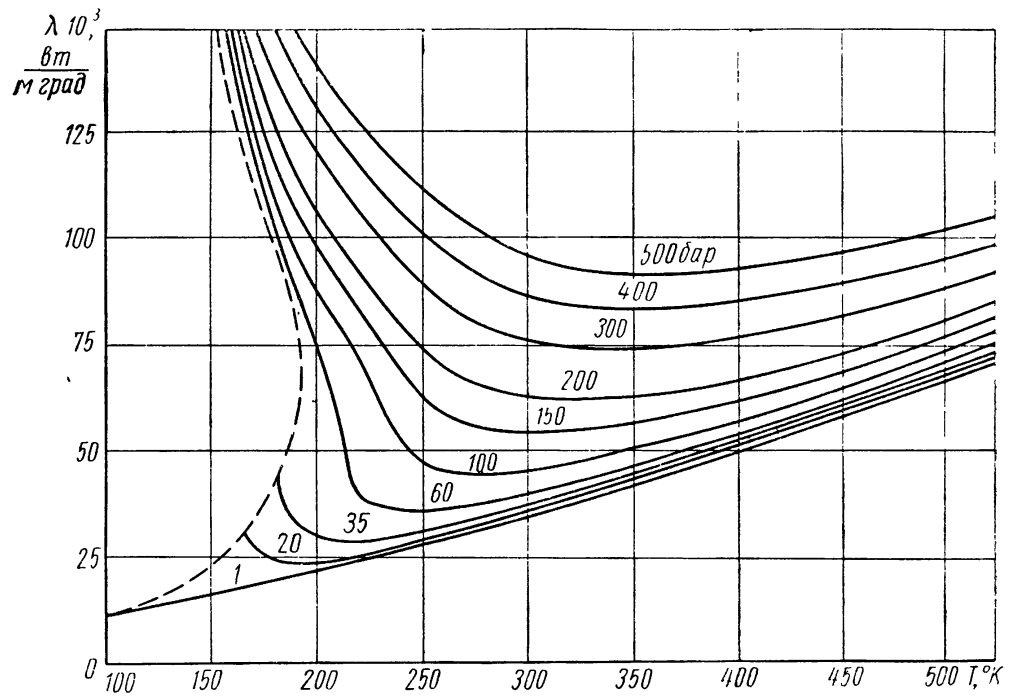


Рис. 2.5. Зависимость теплопроводности метана от температуры на изобарах [7]

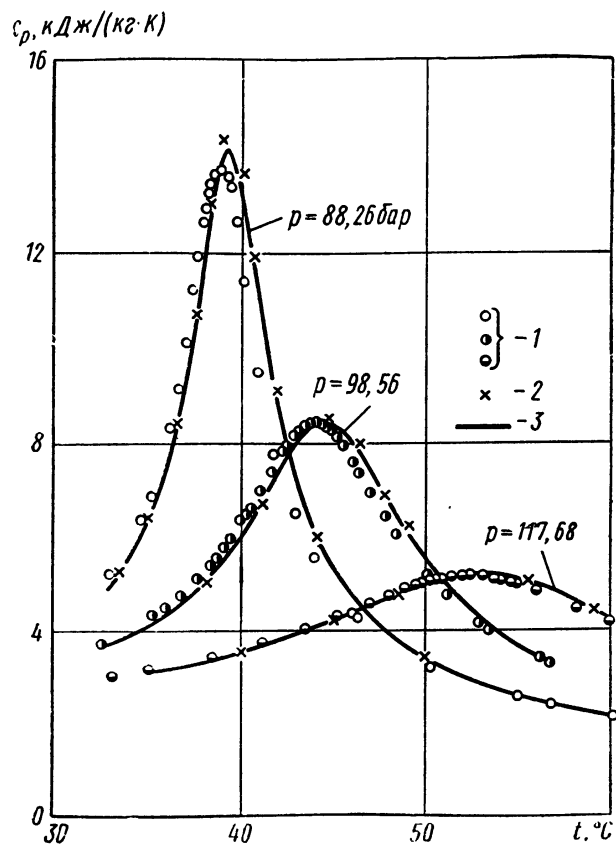


Рис. 2.6. Изобарная теплоемкость в сверхкритической области двуокиси углерода [2]

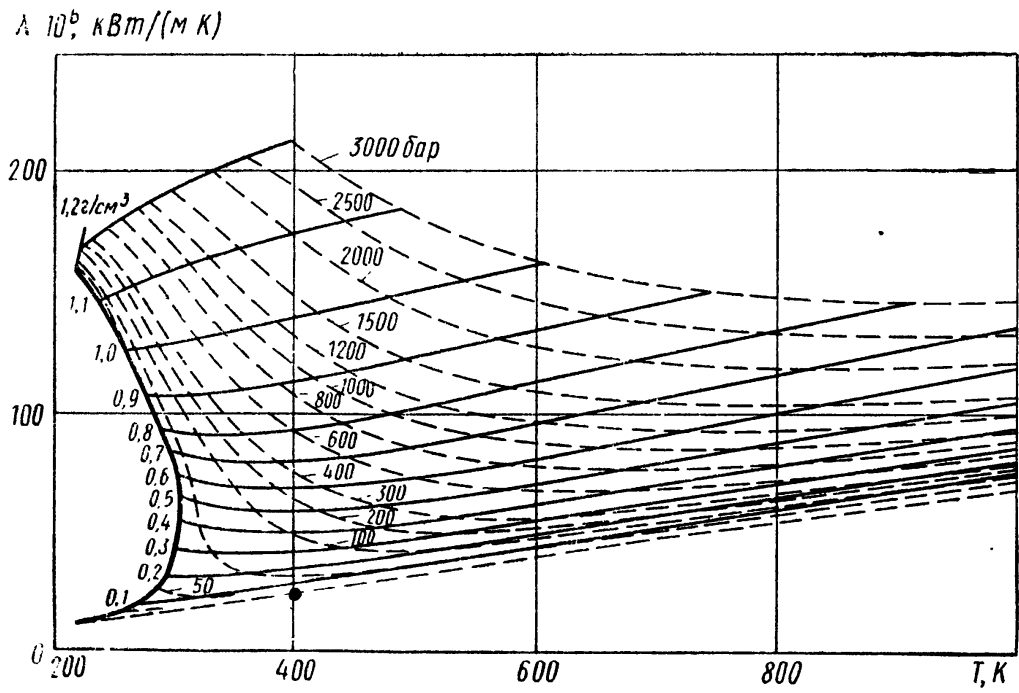


Рис. 2.7. Изобары и изохоры коэффициента теплопроводности двуокиси углерода [2]

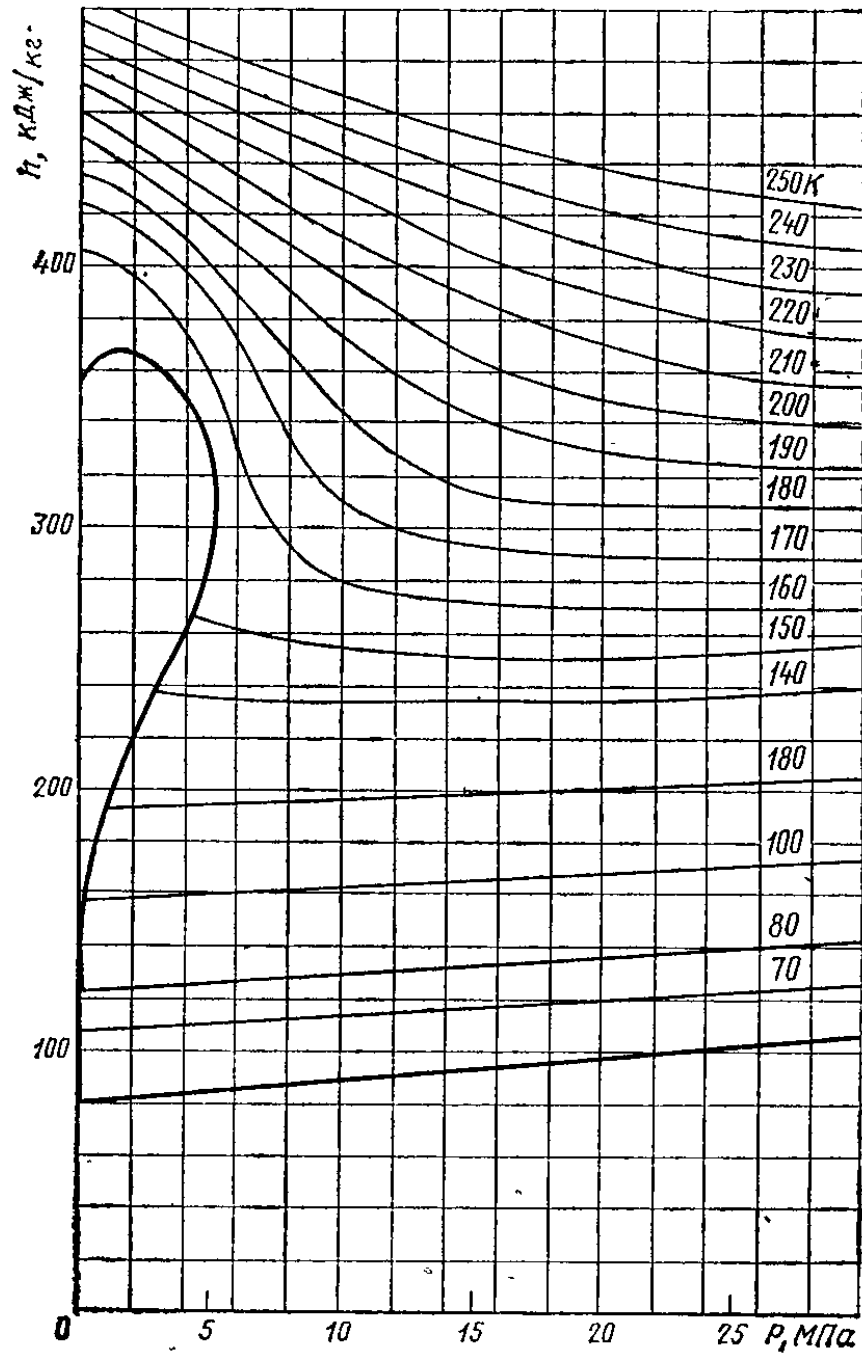


Рис. 2.8. Зависимость энтальпии кислорода от давления и температуры [18]

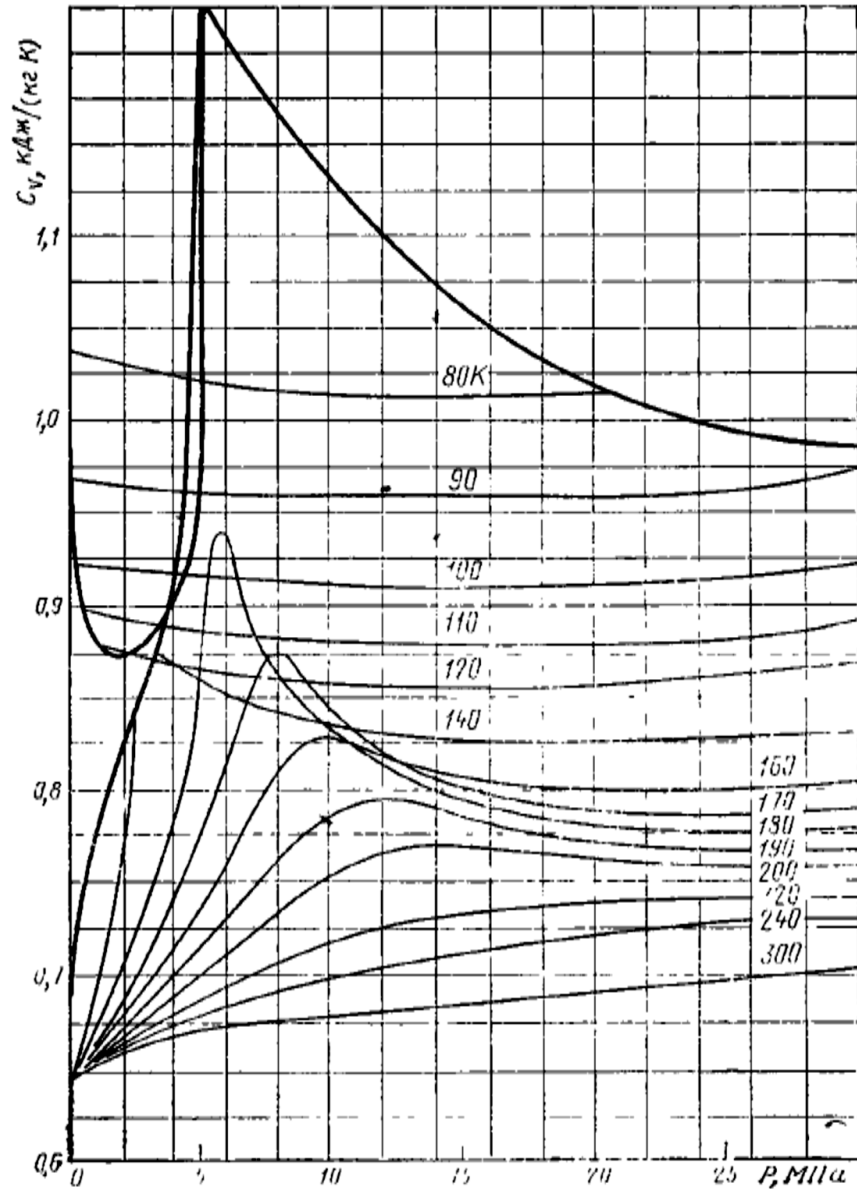


Рис. 2.9. Зависимость изохорной теплоемкости кислорода от давления и температуры [18]

Из приведенных зависимостей термодинамических свойств веществ, входящих в состав рабочего тела БКПГУ, можно выделить области, представляющие собой линейную зависимость (такую область, которая подчиняется идеальному газу и математическое описание заключается в аппроксимации степенными полиномами) и области с сильной нелинейностью, особенно в области критической точки (такие области, когда состояние веществ близко к фазовым изменениям, подобрать аппроксимирующую зависимость крайне сложно).

Таким образом, для описания термодинамических свойств веществ, входящих в состав рабочего тела БКПГУ, был принят метод линеаризации функции, с последующей интерполяцией между узловых значений.

2.2. Математическое представление термодинамических свойств чистых веществ

Состояние всех веществ в однофазной области однозначно определяется двумя независимыми параметрами. В качестве таких независимых параметров чаще всего используются температура и давление вещества. Для равновесных состояний, когда одновременно присутствует несколько фаз, для однозначности требуется еще один параметр, который определяет соотношение фаз. Для всех веществ имеются обширные зоны, в которых законы изменения интересующих свойств можно принять линейными. Но, когда состояние веществ близкое к фазовым изменениям, подобрать аппроксимирующую зависимость крайне сложно. Один из способов представления - сетки со значениями параметров в узловых точках (по сути, табличная форма), а в промежутках между узлами значения определяются интерполяцией между ближайшими узлами. Требуемая точность такого представления всегда может быть достигнута за счет густоты сетки. Если в качестве независимых переменных взять просто температуру и давление, то будет небольшая зона, которая продиктует очень густую сетку, тогда как для большей части описываемого диапазона густота сетки будет чрезмерно избыточна. Чтобы уйти от этой проблемы предлагается произвести замену переменных.

Для моделирования свойств чистых веществ были приняты следующие допущения: не рассматривается возможность образования твердой фазы, точка отсчета была выбрана так, что если экстраполировать значения энтальпий жидкой фазы до температуры 0 К, то значение энтальпии становится тоже равной нулю.

Исходные зависимости:

$$Z = f(P, T), \quad (2.11)$$

где Z – вектор значений интересующих свойств; P – давление; T – температура, преобразовываются в следующий вид:

$$Z = f(lP, lT), \quad (2.12)$$

где lP и lT – новые переменные, которые выражаются через давление и температуру следующим образом:

$$lP = \log((P/P_0)^a) \quad (2.13)$$

$$lT = \log((T/T_0)^b), \quad (2.14)$$

где P_0 – давление приведения, принимается равным давлению в критической точке; T_0 – температура приведения, переменная величина, зависящая от давления (если давление выше критического, принимается равной температуре в критической точке, если давление ниже критического, принимается равной равновесной температуре фазового перехода при соответствующем давлении); a и b – коэффициенты, определяющие густоту сетки.

В новых переменных весь описываемый диапазон удобно разбивается на характерные зоны:

1) Если lP положительная величина ($lP > 0$), то состояние вещества сверхкритическое.

2) Если lP отрицательная величина ($lP < 0$), а lT положительная ($lT > 0$) – состояние газообразное.

3) Если lP и lT отрицательные величины ($lP < 0$ и $lT < 0$) – состояние жидкое.

4) Если lP отрицательная величина ($lP < 0$), а lT равна нулю ($lT = 0$) –

равновесное состояние между жидкой и газообразной фазами.

В качестве узлов интерполяционной сетки предлагается использовать целочисленные значения переменных lP и lT . Количество узлов принимается N^- и N^+ соответственно для отрицательных и положительных значений lP и M^- и M^+ для lT .

Теплофизические свойства веществ для заполнения таблицы узловых значений, сформированной по границам N^- и N^+ по lP и M^- и M^+ по lT , взяты с сайта НИСТ (<https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>).

С помощью таблиц узловых значений были построены зависимости термодинамических свойств веществ, входящих в состав рабочего тела, от давлений и температур. В качестве примера на рис. 2.10 – 2.13 представлены зависимости энтальпий воды и водяного пара от давлений и температур.

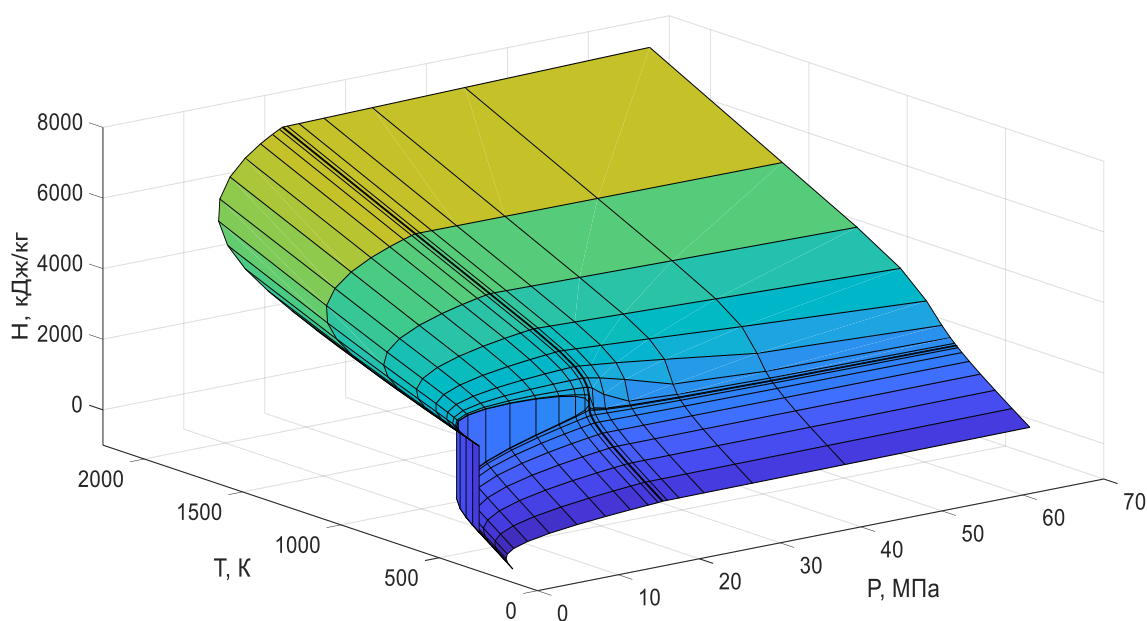


Рис. 2.10. Зависимость энтальпий воды и водяного пара от давления и температуры

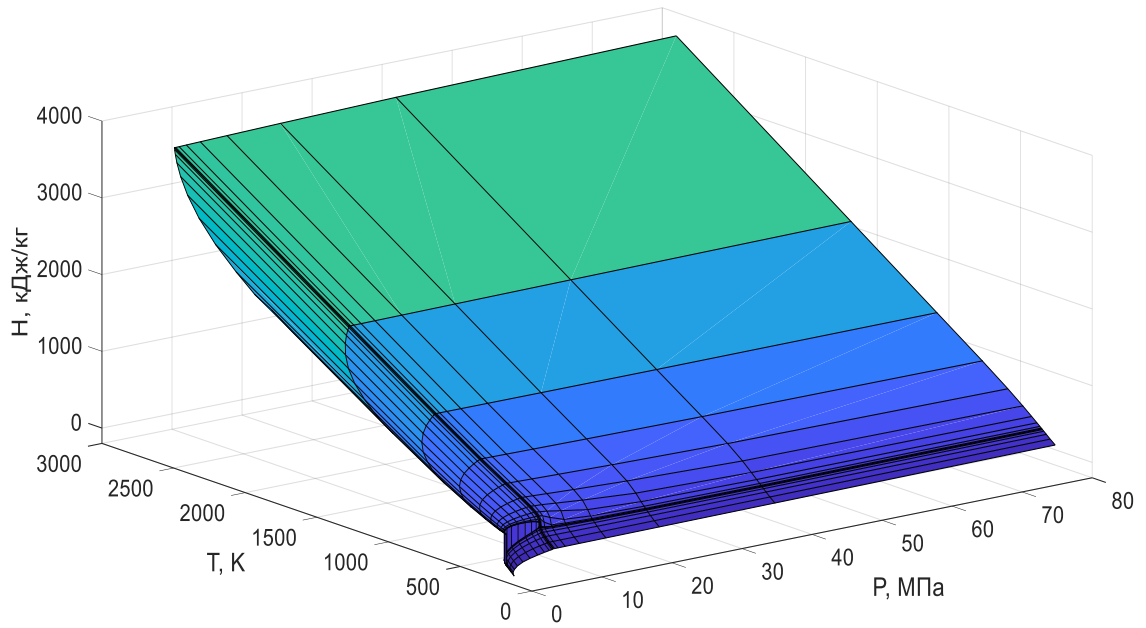


Рис. 2.11. Зависимость энтальпий углекислого газа от давления и температуры

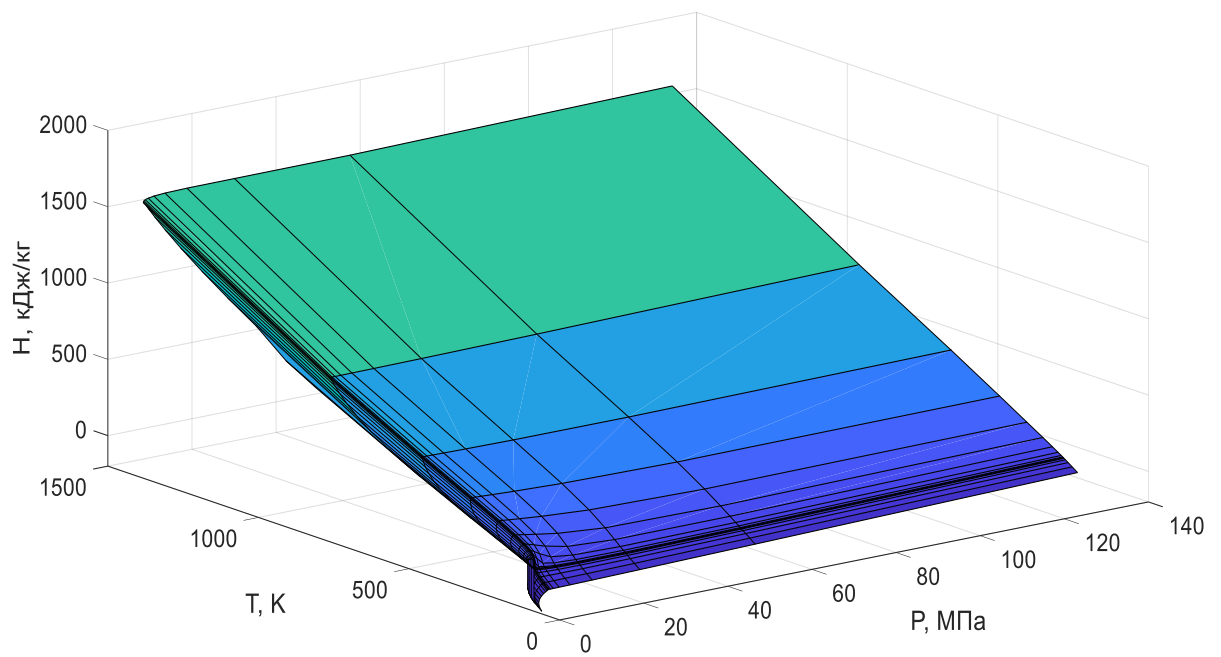


Рис. 2.12. Зависимость энтальпий кислорода от давления и температуры

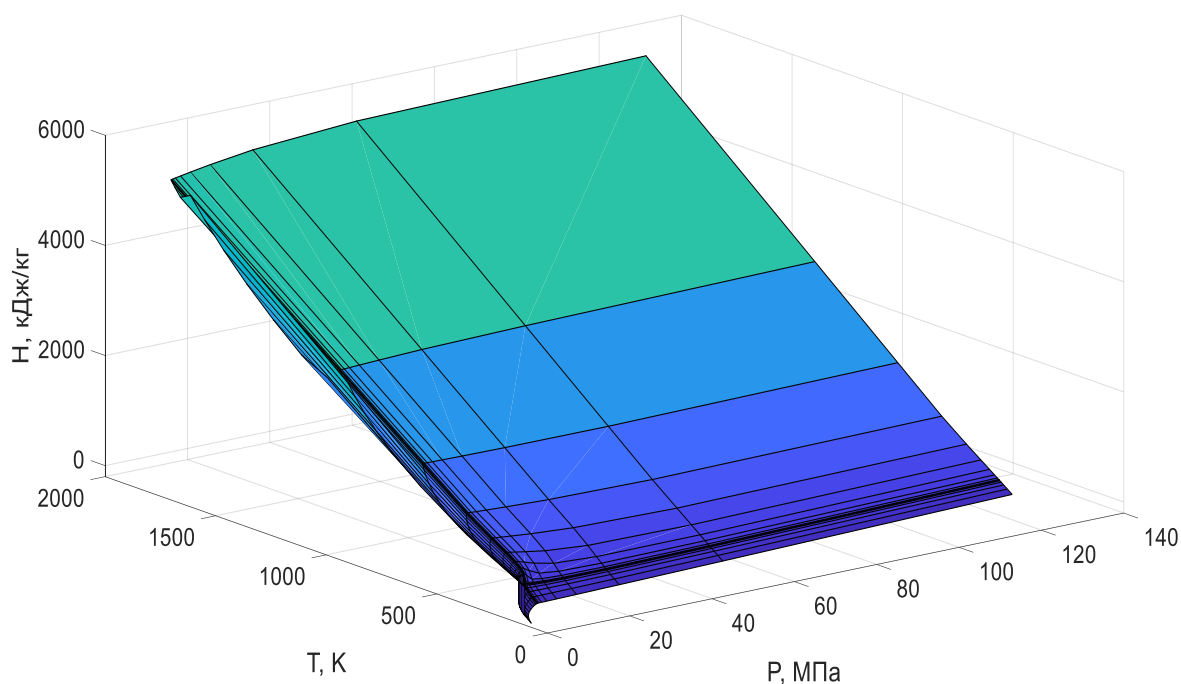


Рис. 2.13. Зависимость энтальпий метана от давления и температуры

Для описания веществ разработаны информационные массивы. Для каждого вещества информационный массив должен содержать следующую информацию:

- величины давления и температуры в критической точке;
- коэффициенты, определяющие густоту сетки – a и b ;
- границы сетки – N^- и N^+ , M^- и M^+ ;
- массив T_n (величины равновесной температуры фазового перехода при значениях $lP = 0, -1, -2, \dots, -N^-$);
- четыре массива векторов свойств:
 - 1) Z^{--} – величины свойств в узлах $lP = 0, -1, -2, \dots, -N^-$; $lT = 0, -1, -2, \dots, -M^-$;
 - 2) Z^{-+} – в узлах $lP = 0, -1, -2, \dots, -N^-$; $lT = 0, 1, 2, \dots, M^+$;
 - 3) Z^{+-} – в узлах $lP = 0, 1, 2, \dots, N^+$; $lT = 0, -1, -2, \dots, -M^-$;
 - 4) Z^{++} – в узлах $lP = 0, 1, 2, \dots, N^+$; $lT = 0, 1, 2, \dots, M^+$).

Определение значения интересующего свойства сводится к частному случаю билинейной интерполяции, когда значения интерполируемой функции в точках, являющихся вершинами единичного квадрата с координатами вершин $(0,0)$, $(0,1)$, $(1,0)$, и $(1,1)$, как показано на рис. 2.14:

$$f(x, y) \approx F(x, y) = f(0,0)(1-x)(1-y) + f(1,0)x(1-y) + f(0,1)(1-x)y + f(1,1)xy \quad (2.15)$$

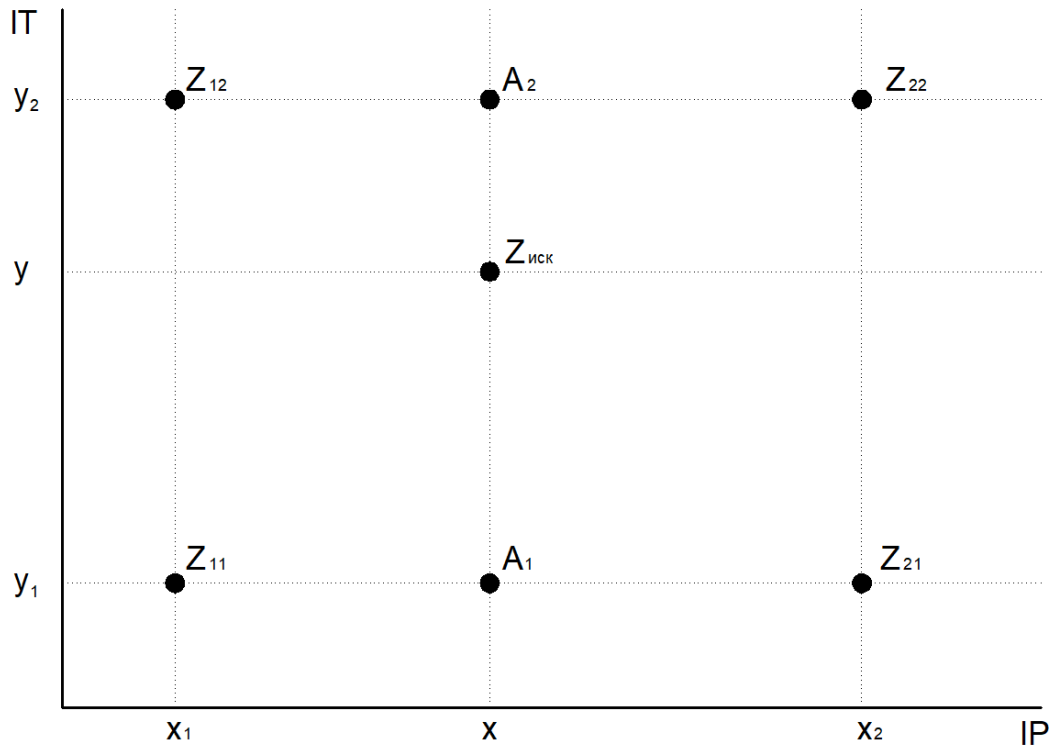


Рис. 2.14. Пример нахождения величины интересующего свойства между узловыми значениями

$Z_{11}, Z_{21}, Z_{12}, Z_{22}$ – известные значения узловых точек с координатами $(x_1, y_1), (x_2, y_1), (x_1, y_2), (x_2, y_2)$ соответственно; A_1, A_2 – вспомогательные точки с координатами $(x, y_1), (x, y_2)$ соответственно; $Z_{иск}$ – искомое значение свойства вещества с координатами (x, y) .

Сначала проводится интерполяция вспомогательных точек:

$$f(A_1) \approx \frac{x_2-x}{x_2-x_1} f(Z_{11}) + \frac{x-x_1}{x_2-x_1} f(Z_{21}) \quad (2.16)$$

$$f(A_2) \approx \frac{x_2-x}{x_2-x_1} f(Z_{12}) + \frac{x-x_1}{x_2-x_1} f(Z_{22}) \quad (2.17)$$

Затем определяется искомое значение:

$$f(Z_{\text{иск}}) \approx \frac{y_2 - y}{y_2 - y_1} f(A_1) + \frac{y - y_1}{y_2 - y_1} f(A_2) \quad (2.18)$$

Для заданных величин давления и температуры в соответствии с (2.13) определяется lP . Если lP положительная, то T_0 равна температуре в критической точке. Если lP отрицательная, то определяется T_0 , как функция от lP . Для этого берется модуль lP и находятся его целая $lP_{\text{ц}}$ и дробная $lP_{\text{д}}$ части. Величина T_0 будет:

$$T_0 = T_{\text{н}}(lP_{\text{ц}} + 1) \cdot (1 - lP_{\text{д}}) + T_{\text{н}}(lP_{\text{ц}} + 2) \cdot lP_{\text{д}} \quad (2.19)$$

После определения T_0 в соответствии с (2.14) определяется lT . Определяются целая $lT_{\text{ц}}$ и дробная $lT_{\text{д}}$ части модуля lT . Вектор свойств в искомой точке определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} Z(P, T) = Z(lP, lT) = & Z^{xx}(lP_{\text{ц}} + 1, lT_{\text{ц}} + 1) \cdot (1 - lP_{\text{д}}) \cdot (1 - lT_{\text{д}}) + \\ & + Z^{xx}(lP_{\text{ц}} + 2, lT_{\text{ц}} + 1) \cdot lP_{\text{д}} \cdot (1 - lT_{\text{д}}) + Z^{xx}(lP_{\text{ц}} + 1, lT_{\text{ц}} + 2) \cdot (1 - lP_{\text{д}}) \cdot lT_{\text{д}} + \\ & + Z^{xx}(lP_{\text{ц}} + 2, lT_{\text{ц}} + 2) \cdot lP_{\text{д}} \cdot lT_{\text{д}} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Такой информационный массив и программа, реализующая изложенный выше алгоритм, представляют электронную таблицу, которой удобно пользоваться в расчетных программах. Для хранения информационных массивов требуется весьма умеренные объемы памяти, а использование натуральных чисел для узловых значений независимых переменных сводит количество вычислительных операций при каждом обращении к минимуму. Предложенные преобразования позволяют получить при разумной густоте сетки приемлемую точность интерполяции.

В области фазового перехода ($lP < 0, lT = 0$) для устранения неопределенности появляется еще одна переменная – степень сухости пара, а свойства определяются

как среднемассовые величины, исходя из свойств каждой фазы на границе фазового перехода.

Предлагаемый способ представления теплофизических свойств и вычислительный модуль (электронная таблица) разрабатывался для использования в программно-вычислительном комплексе, моделирующем энергетические установки, выполненные по бескомпрессорному циклу, но может быть использован в любой вычислительной программе использующих в своих вычислениях теплофизические свойства различных веществ. Предлагаемая методика была протестирована на таких теплофизических свойствах, как энтальпия, энтропия, удельный объем, динамическая вязкость, коэффициент теплопроводности и теплоемкость при постоянном объеме для следующих веществ: вода (H_2O), углекислый газ (CO_2), кислород (O_2) и метан (CH_4).

2.3. Анализ точности результатов, полученных по предлагаемой методике

Важнейшим критерием оценки разработанных электронных таблиц является сравнение полученных результатов с верифицированными справочными данными. Анализ точности проводился следующим образом. В широком диапазоне изменения параметров состояния (давлений P и температур T) получены результирующие массивы интересующих термодинамических свойств веществ, входящих в состав рабочего тела БКПГУ. В качестве эталонных величин соответствующих свойств приняты информационные массивы с использованием средств НИСТ США (<https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>). Сравнение проводилось графическим способом с получением информационного массива относительных погрешностей в рассматриваемом диапазоне. Метод анализа сопоставляемых величин продемонстрирован на рис 2.15.

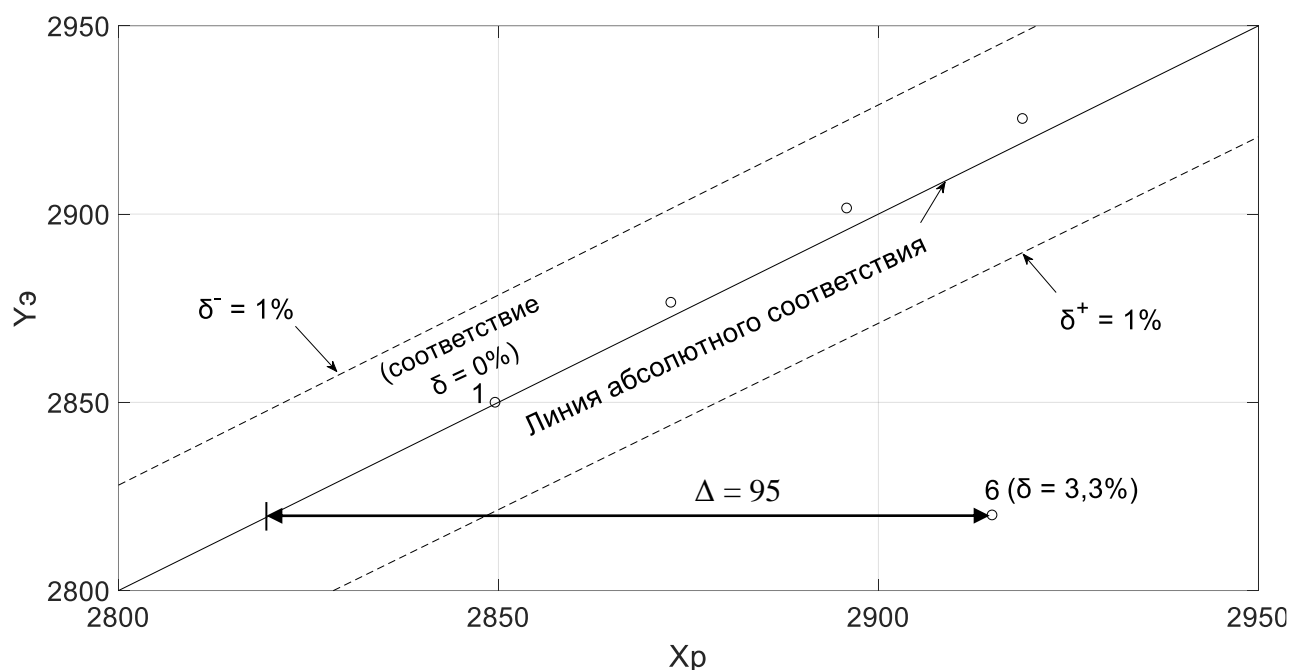


Рис. 2.15. Метод анализа соответствия расчетных данных X_p и $Y_{\text{э}}$ – соответственно расчетные и эталонные величины интересующего свойства вещества

С помощью программного модуля по имеющимся информационным массивам расчетных и эталонных значений свойств в рассматриваемом диапазоне P и T строится график соответствия. Он представляет собой точечную диаграмму, наложенную на линию абсолютного соответствия, принятая как функция $y = x$. Каждая точка имеет координаты $[X_{p_i}, Y_{\text{э}_i}]$, где $i = 1 \dots N$ – номер элемента в массиве. Нахождение точки на линии свидетельствует о соответствии расчетной величины эталонному значению (точка 1). При отклонении точки от линии наблюдается расхождение сравниваемых величин, что визуальным образом отображено на рисунке. Вспомогательные линии, обозначенные δ^+ и δ^- , позволяют оценить расхождение между расчетными и эталонными данными. При анализе соответствия принимается, что хорошая точность обеспечивается при расхождении до 1%. Если точка отклоняется от линии абсолютного соответствия и не выходит за границы линии δ^+ или δ^- , наблюдается согласованность расчетных данных с принятыми эталонными значениями с достижением хорошей точности. Если точка выходит за пределы одной из вспомогательной линии,

делается вывод о том, что хорошую точность обеспечить не удалось. Такой случай демонстрирует точка 6 с абсолютной погрешностью $\Delta = 95$ ед. и относительной погрешностью $\delta = 3,3\%$.

В подавляющем большинстве точек, в широком диапазоне P и T , наблюдается согласованность расчетных данных с принятыми эталонными значениями с расхождением в интервале $0,015 - 1\%$. Примеры соответствия расчетных и эталонных значений с приемлемой точностью представлены на рис. 2.16 – 2.27.

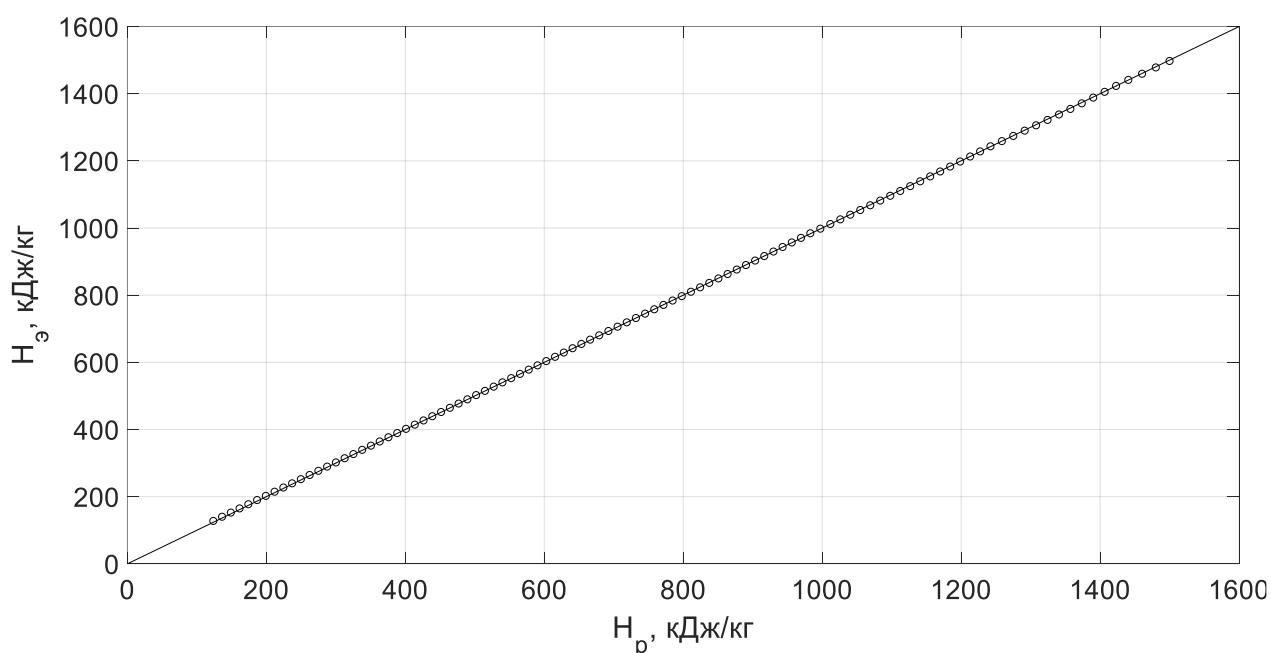


Рис. 2.16. Соответствие расчетных энтальпий H_2O с эталонными значениями в жидкой области

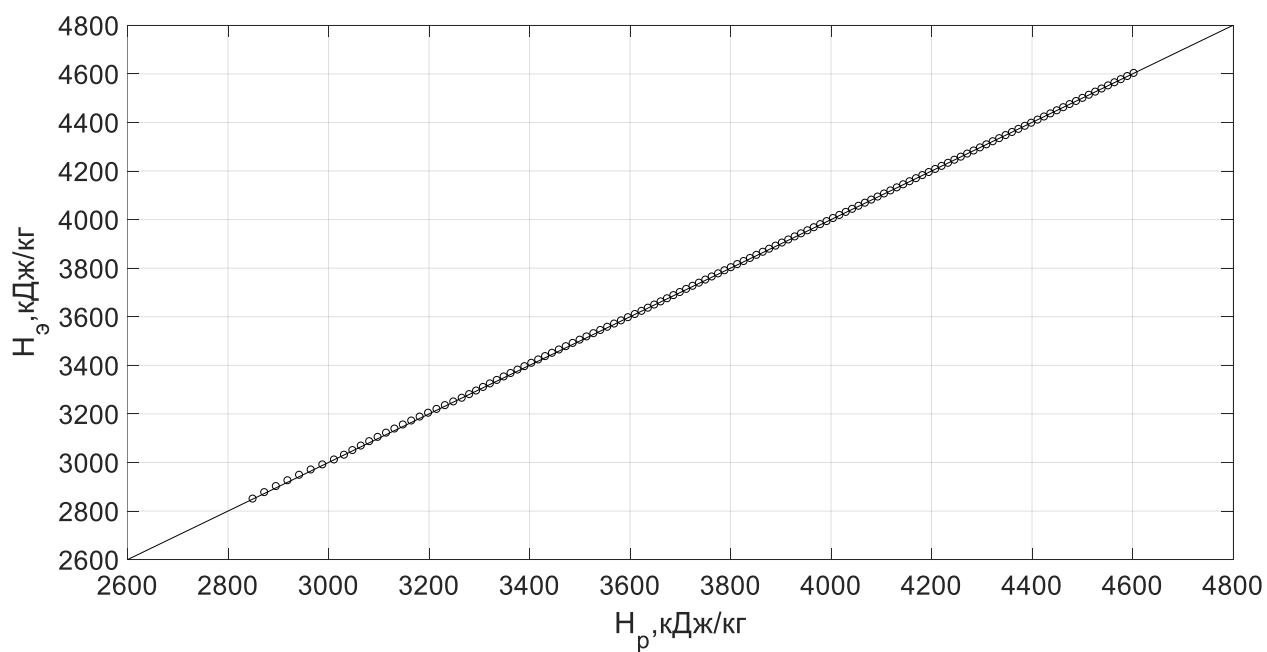


Рис. 2.17. Соответствие расчетных энтальпий H_2O с эталонными значениями в газообразной области

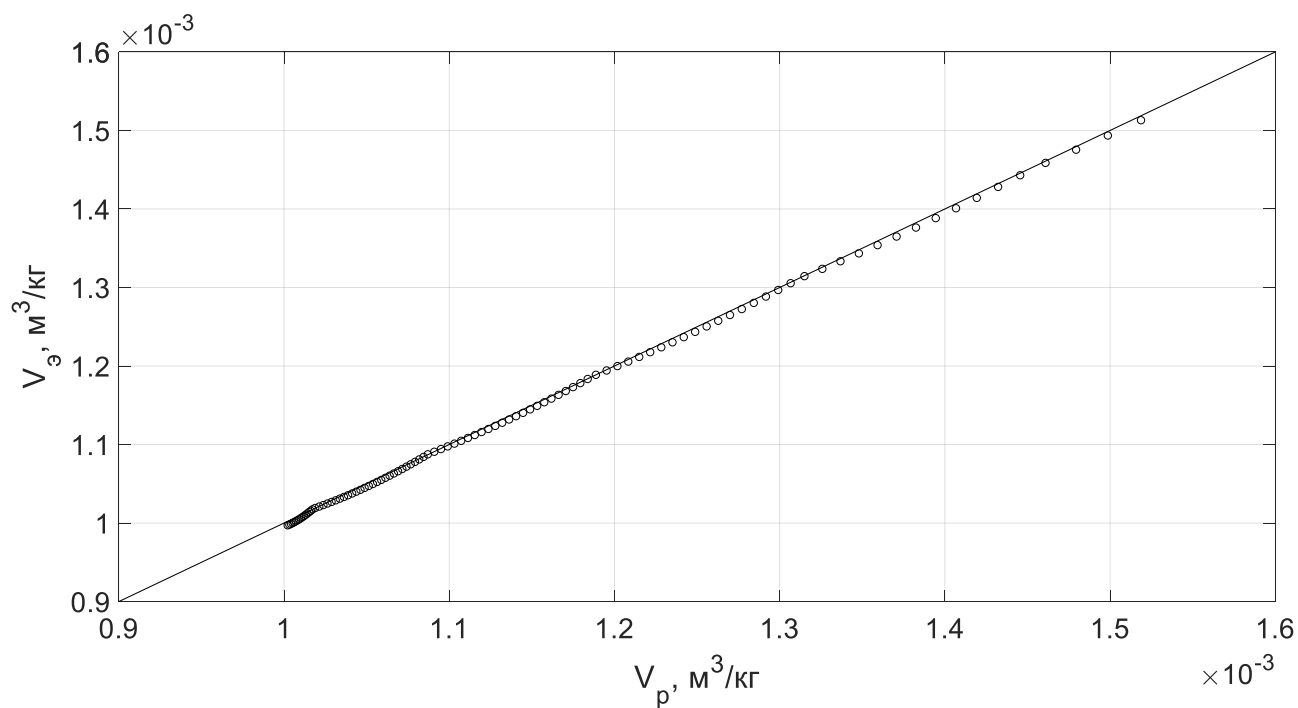


Рис. 2.18. Соответствие расчетных удельных объемов H_2O с эталонными значениями в жидкой области

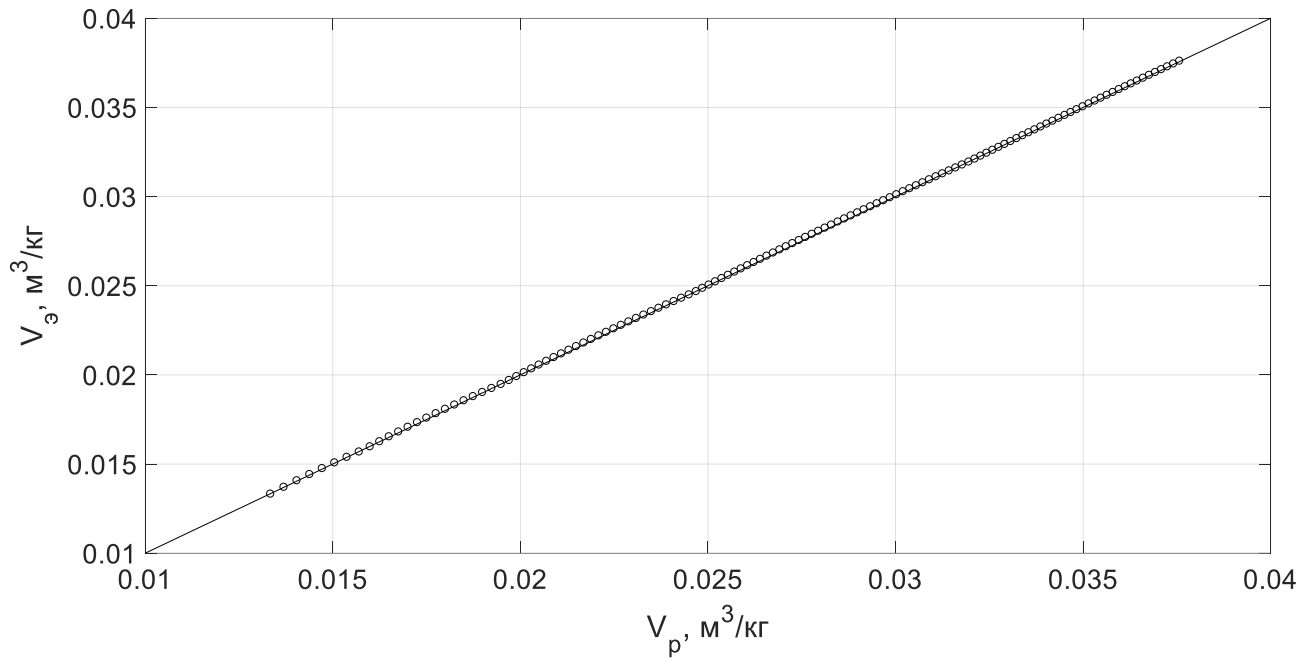


Рис. 2.19. Соответствие расчетных удельных объемов H_2O с эталонными значениями в газообразной области

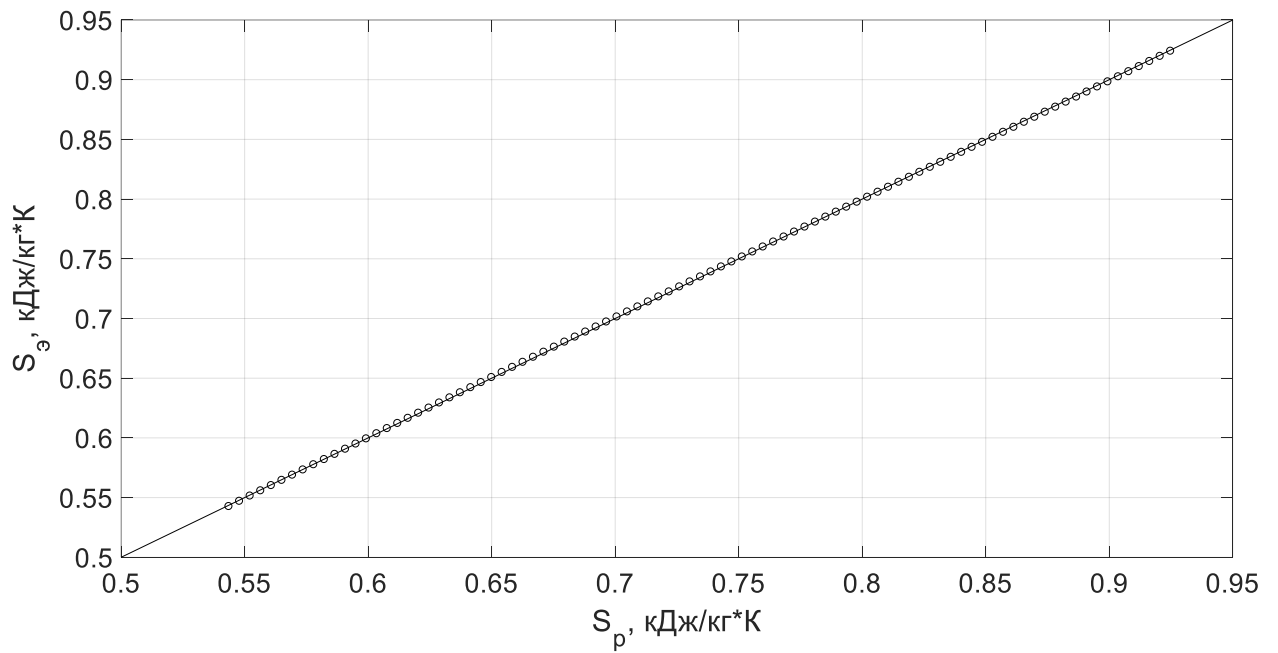


Рис. 2.20. Соответствие расчетных энтропий CO_2 с эталонными значениями в жидкой области

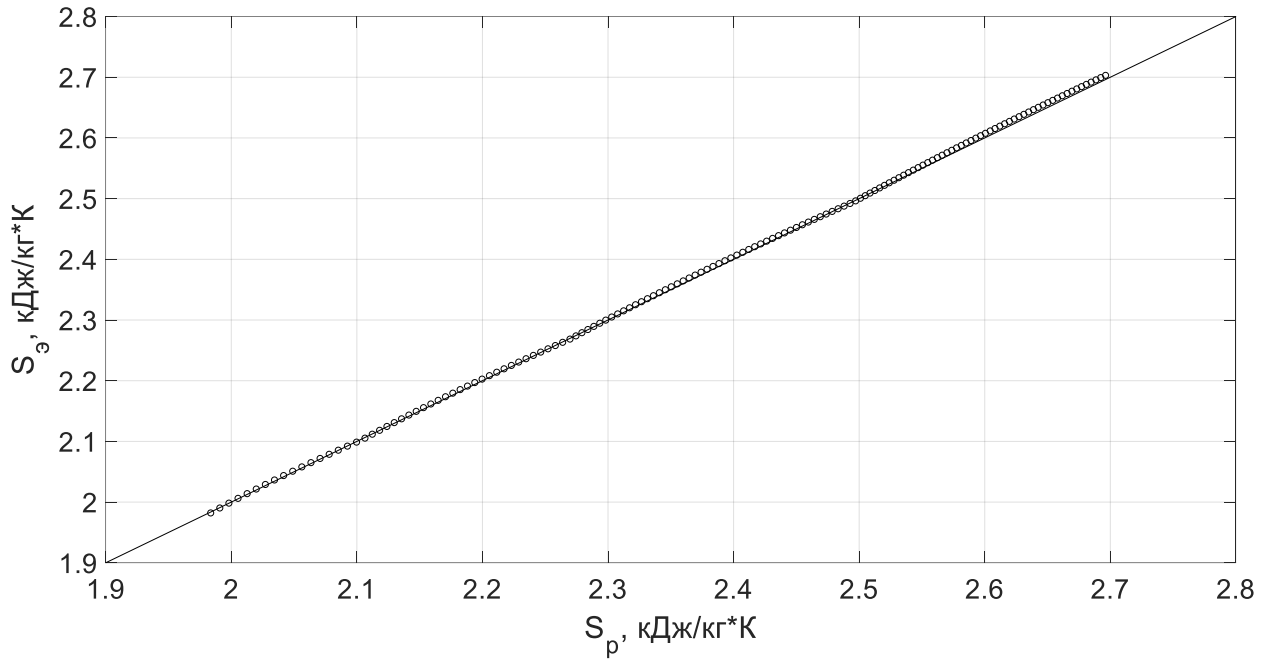


Рис. 2.21. Соответствие расчетных энтропий CO_2 с эталонными значениями в газообразной области

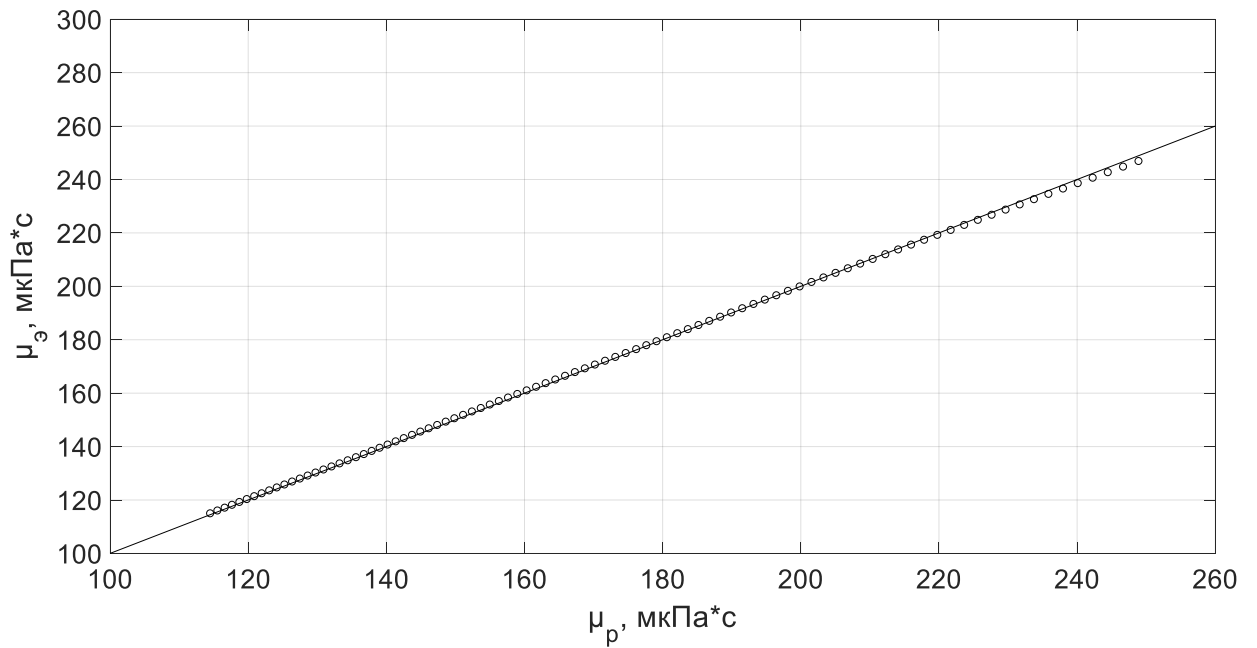


Рис. 2.22. Соответствие расчетных динамических вязкостей CO_2 с эталонными значениями в жидкой области

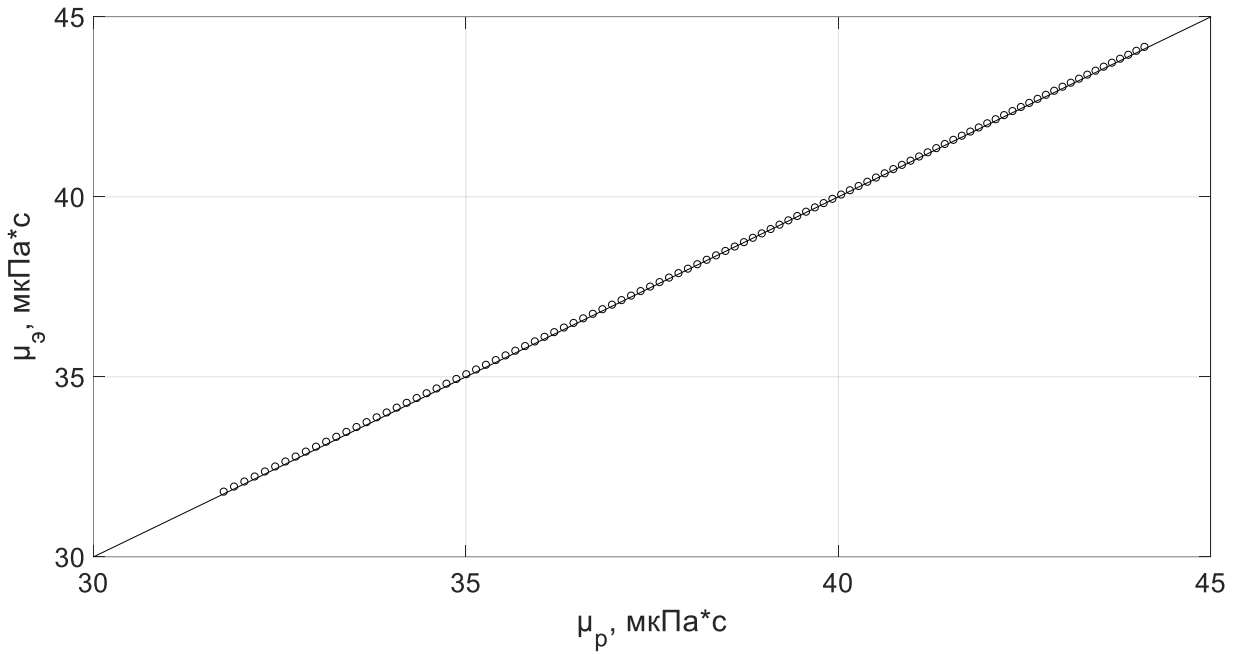


Рис. 2.23. Соответствие расчетных динамических вязкостей CO_2 с эталонными значениями в газообразной области

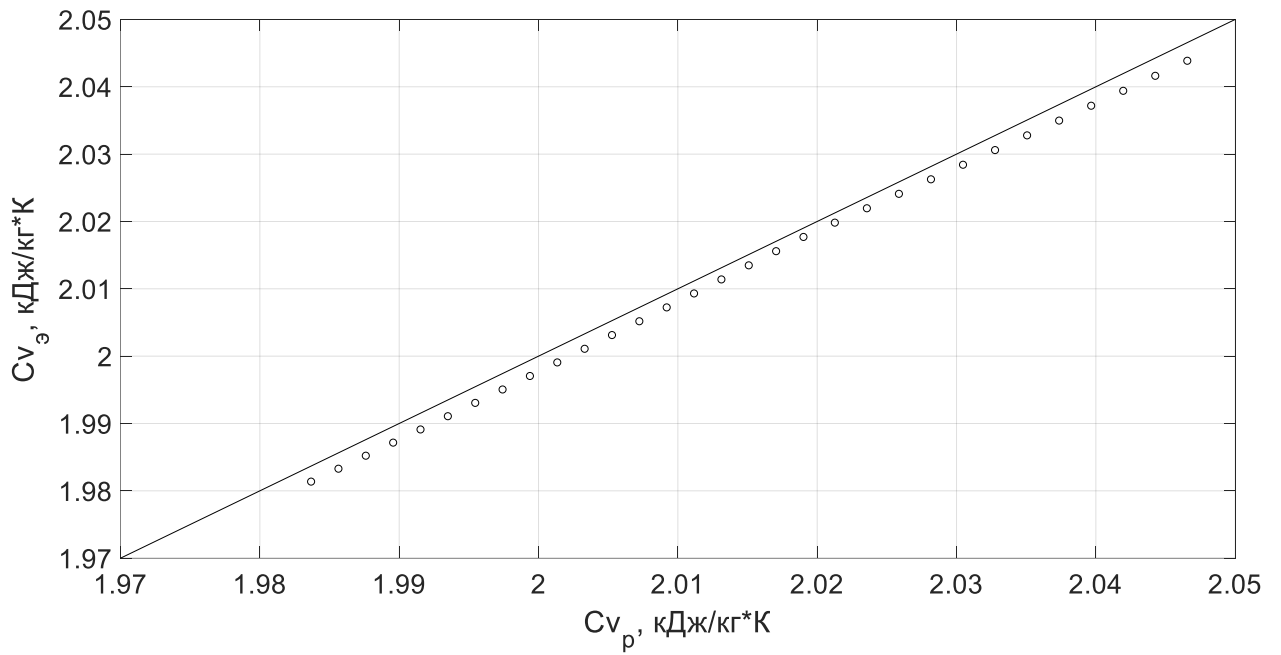


Рис. 2.24. Соответствие расчетных теплоемкостей при постоянном объеме CH_4 с эталонными значениями в жидкой области

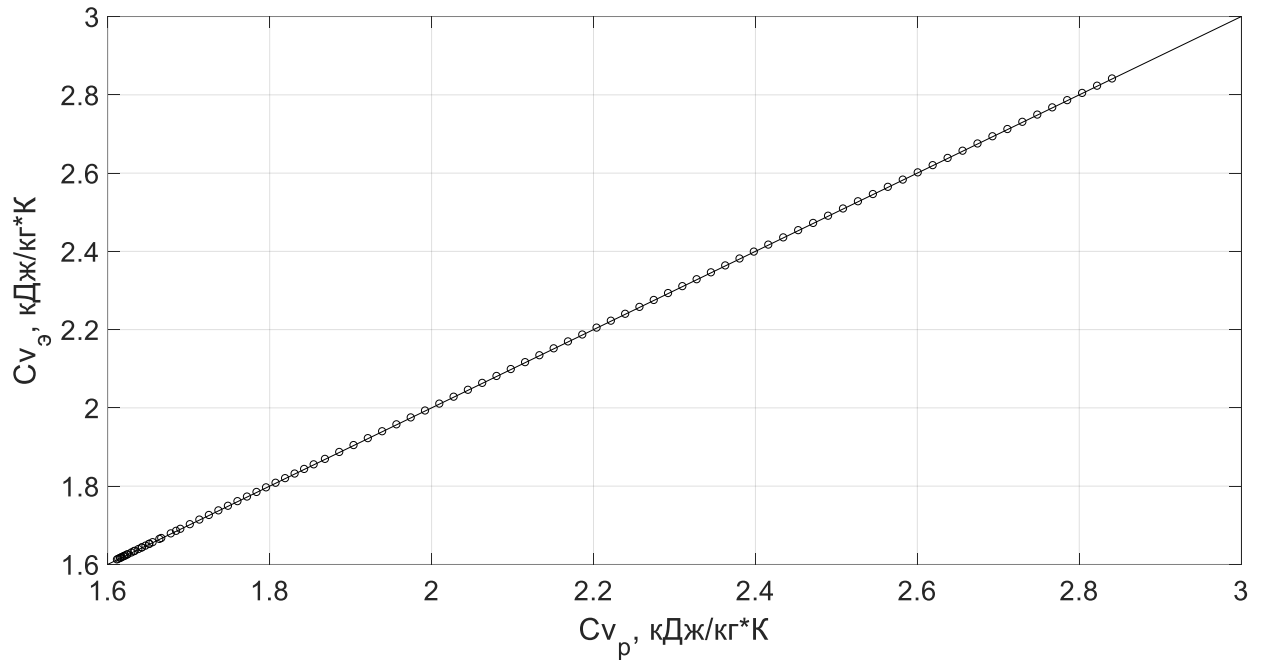


Рис. 2.25. Соответствие расчетных теплоемкостей при постоянном объеме CH_4 с эталонными значениями в газообразной области

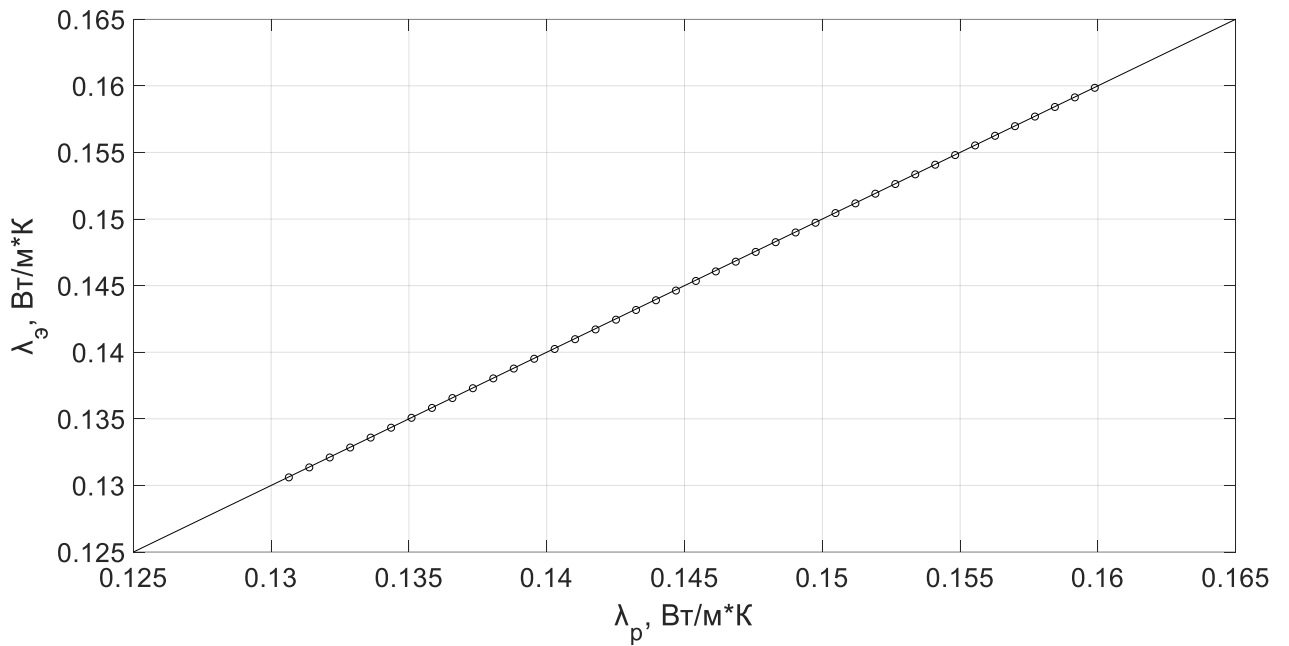


Рис. 2.26. Соответствие расчетных коэффициентов теплопроводности O_2 с эталонными значениями в жидкой области

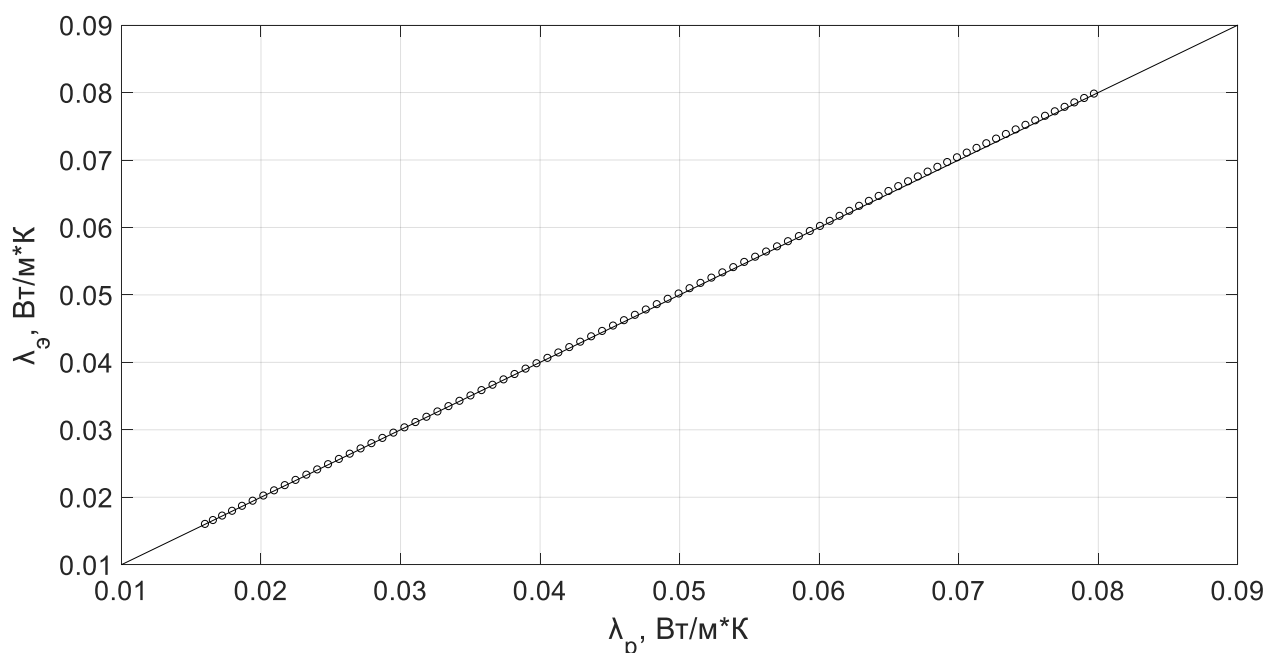


Рис. 2.27. Соответствие расчетных коэффициентов теплопроводности O_2 с эталонными значениями в газообразной области

Однако в районе критической точки (околокритической области) не удалось обеспечить хорошую точность (расхождение увеличивается до 3 – 5%), но при этом такая зона мала (в интервале $\pm(0,05 - 6)\%$ от критических параметров в зависимости от конкретного вещества и свойства). Это объясняется тем, что данные по термодинамическим свойствам в этой области либо отсутствуют, либо являются ненадежными. При получении данных в критической области экспериментальным путем возникают трудности, связанные главным образом с быстрым изменением одного из параметров при незначительном изменении другого [7]. Величина относительной погрешности в представленных интервалах зависит от конкретного вещества и конкретного свойства. Примеры соответствия расчетных и эталонных значений в околокритической области представлены на рис. 2.28-2.33.

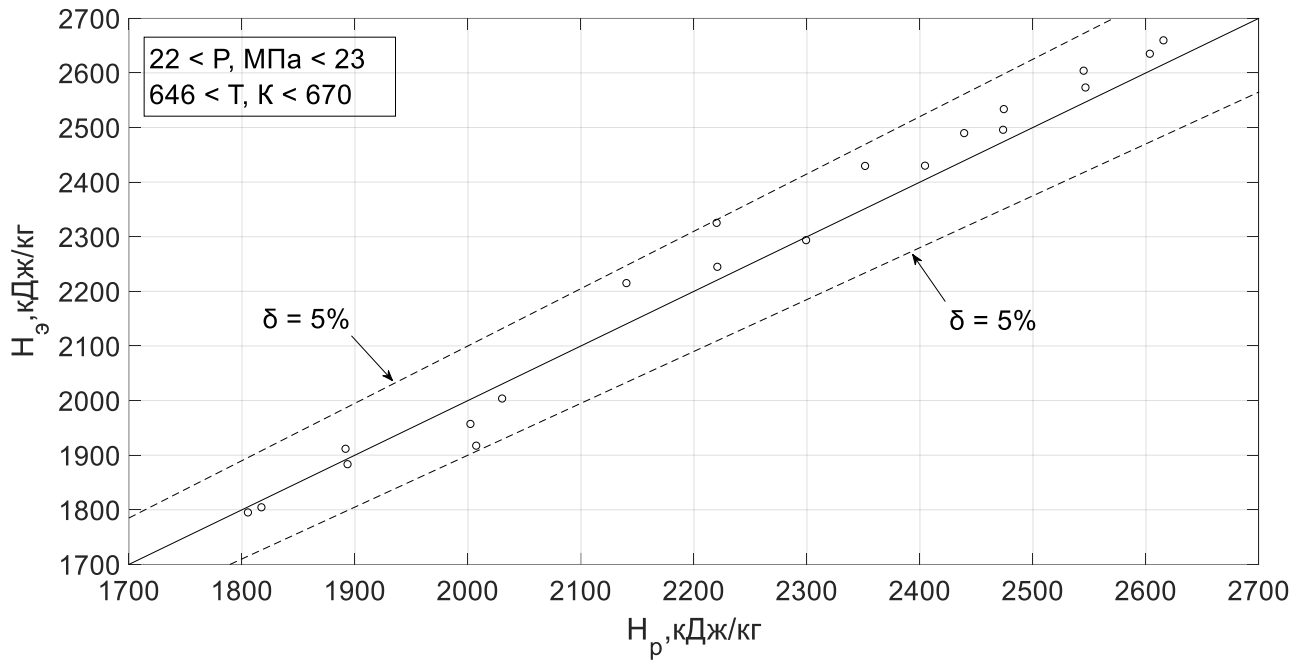


Рис. 2.28. Соответствие расчетных энтальпий H_2O с эталонными значениями в околокритической области

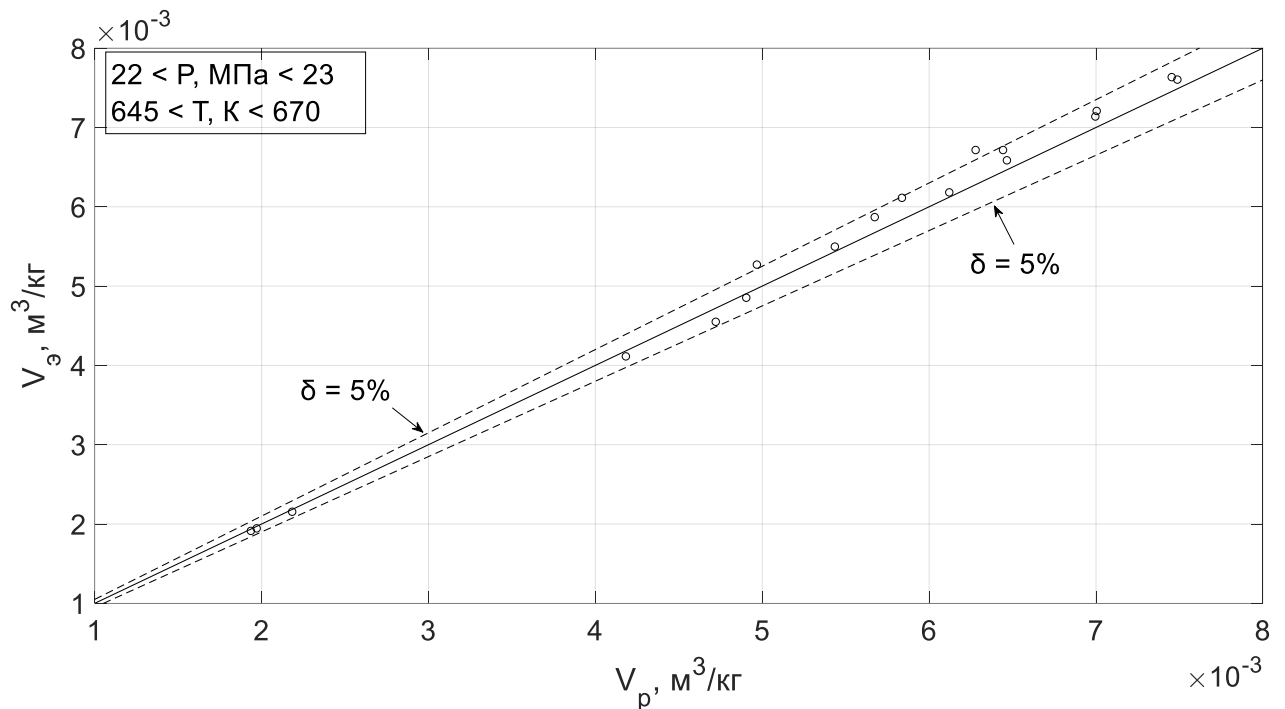


Рис. 2.29. Соответствие расчетных удельных объемов H_2O с эталонными значениями в околокритической области

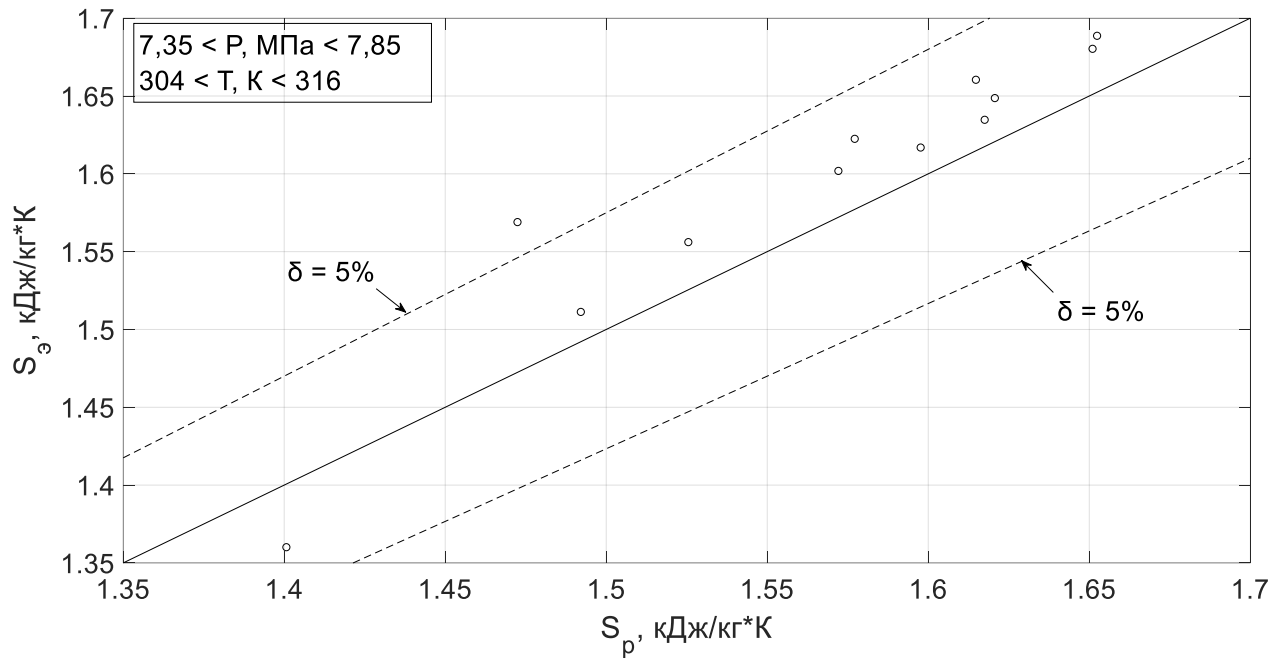


Рис. 2.30. Соответствие расчетных энтропий CO_2 с эталонными значениями в околокритической области

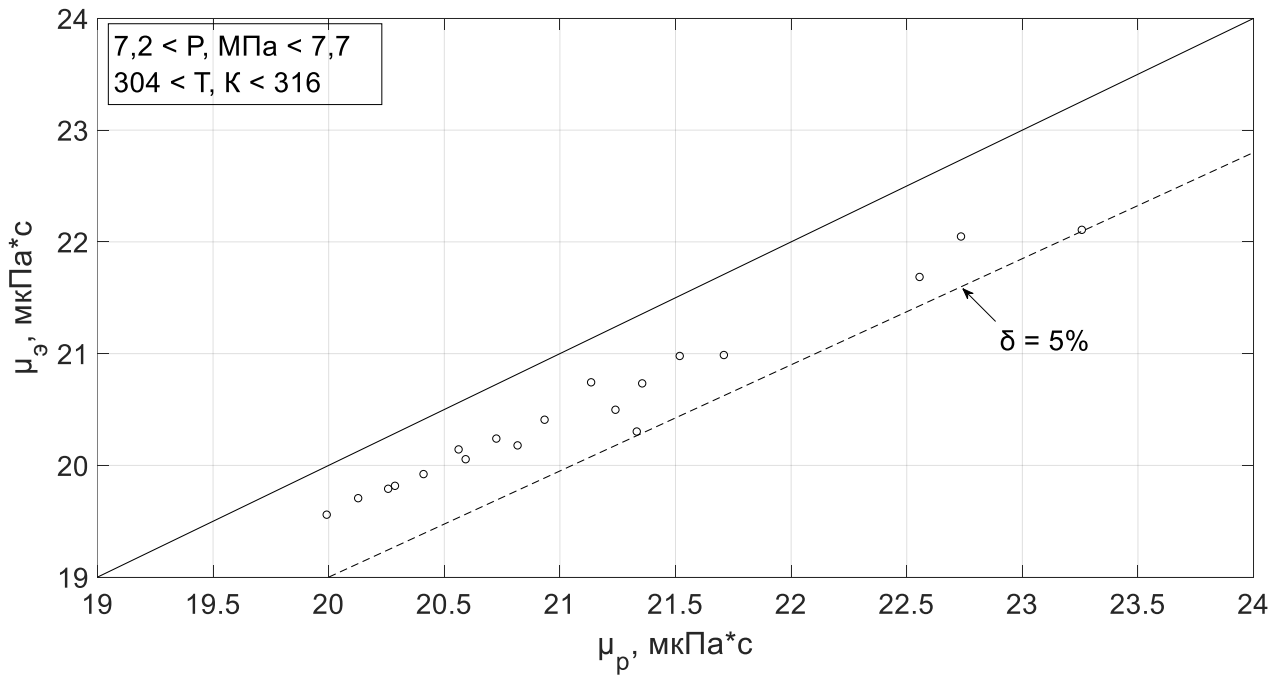


Рис. 2.31. Соответствие расчетных динамических вязкостей CO_2 с эталонными значениями в околокритической области

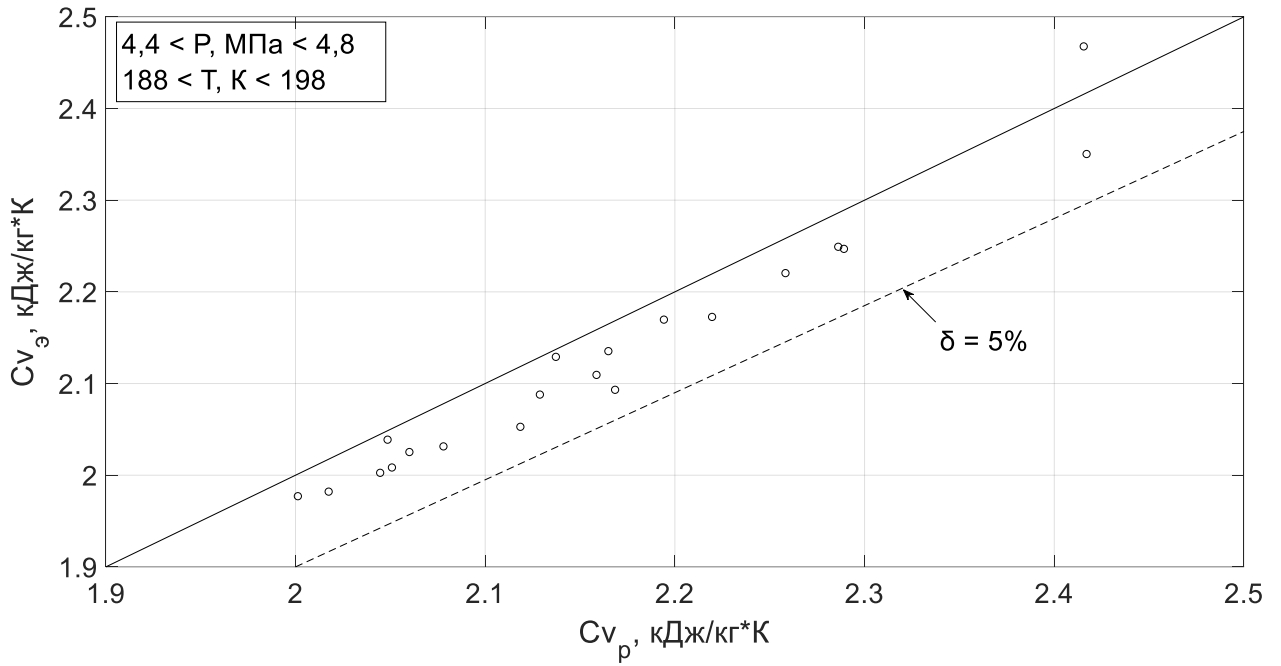


Рис. 2.32. Соответствие расчетных теплоемкостей при постоянном объеме CH_4 с эталонными значениями в околокритической области

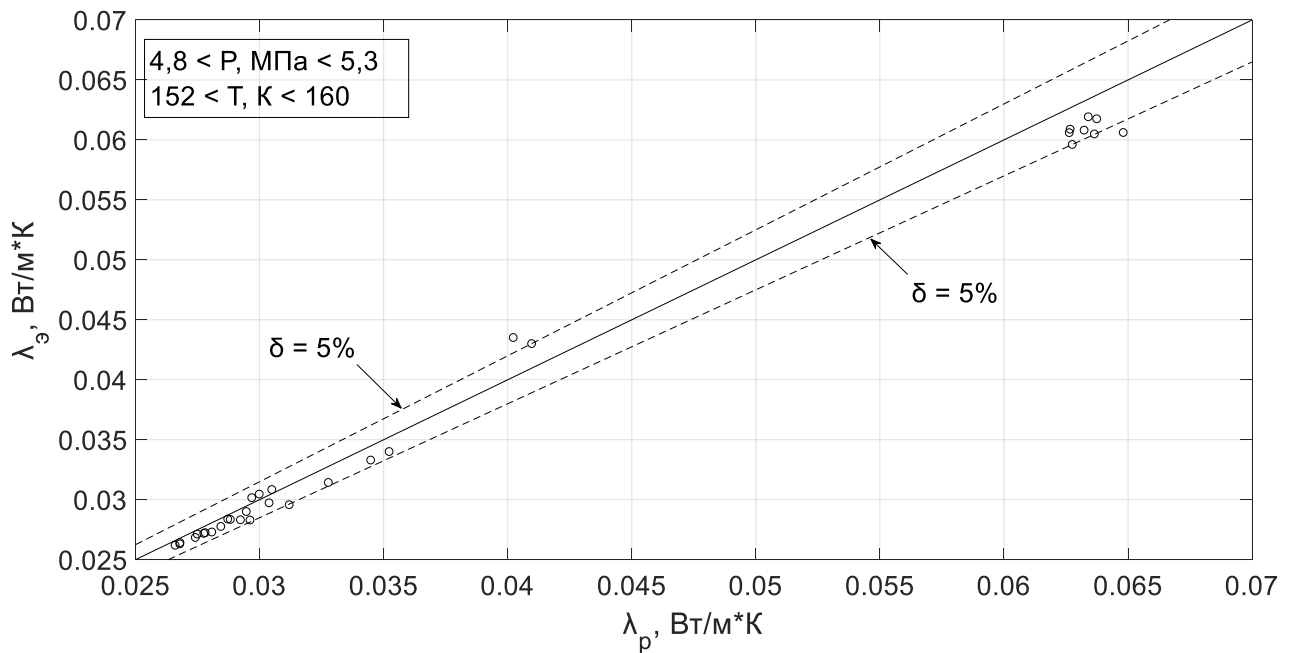


Рис. 2.33. Соответствие расчетных коэффициентов теплопроводности O_2 с эталонными значениями в околокритической области

Описанный способ представления термодинамических свойств чистых веществ, входящих в состав рабочего тела, в виде электронных таблиц опубликован в [71].

2.4. Математическое представление термодинамических свойств смеси различных веществ

Для описания цикла БКПГУ необходимо иметь математическую модель не только для чистых веществ, входящих в состав рабочего тела, но и для их смеси.

В рассматриваемом диапазоне параметров вещества входящие в смесь, образующую рабочее тело могут иметь различное фазовое состояние (газообразное, жидкое, равновесное, переходное из газа в жидкость и сверхкритическое состояние). Для моделирования свойств такой смеси был принят ряд допущений и упрощений. К наиболее существенным допущениям можно отнести следующие. Предполагается, что часть рабочего тела, находящаяся в газообразной фазе, является механической смесью отдельных газов, не вступающих между собой ни в какие химические реакции, и подчиняющаяся закону Дальтона. При наличии части рабочего тела в жидкой фазе, не учитывается растворимость веществ, находящихся в газообразной фазе, в веществах, находящихся в жидкой фазе. Часть рабочего тела, находящаяся в жидкой фазе, является механической смесью отдельных жидкостей, не вступающих между собой ни в какие химические реакции. Равновесное фазовое состояние каждого отдельно взятого вещества рассматривается так, как если бы это вещество было единственным с давлением, равным парциальному давлению этого вещества в смеси. Температура принимается единой для всех веществ, входящих в смесь независимо от фазового состояния. Исходя из решаемых задач, не рассматривается возможность образования твердой фазы. В тех областях, где возможно появление твердой фазы, рассчитываются так, как если бы жидкая фаза переохлаждалась без фазового перехода. С учетом принятых допущений, состояние чистых веществ описывается электронными таблицами [65]:

$$Z_j(D_{gj}, D_{lj}, V_{gj}, V_{lj}, I_{gj}, I_{lj}, \dots) = f(P_j, T_j), \quad (2.21)$$

где Z – вектор динамических параметров, включающий D – массовую долю,

V – удельный объем, I – энтальпию, но не ограниченный перечисленными параметрами; P и T – соответственно давление и температура, входящие в массив Z ; индексы g и l – соответственно указывают газообразную и жидкую фазу, а j – порядковый номер чистого вещества, входящего в смесь.

Для описания состояния смеси, исходя из принятых допущений, можно написать еще ряд уравнений. Энтальпия смеси равна сумме энтальпий всех компонент смеси, что может быть выражено следующим уравнением:

$$I = \sum_{j=1}^m (I_{gj} \cdot D_{gj}) + \sum_{j=1}^m (I_{lj} \cdot D_{lj}) \quad (2.22)$$

Давление смеси равно сумме парциальных давлений всех веществ, входящих в смесь:

$$P = \sum_{j=1}^m P_j; \quad (2.23)$$

Температура всех веществ, входящих в смесь, равна общей для смеси температуре:

$$T_j = T; \quad (2.24)$$

Удельный объем может быть представлен следующим уравнением:

$$V = \sum_{j=1}^m (V_{gj} \cdot D_{gj})/m + \sum_{j=1}^m (V_{lj} \cdot D_{lj}), \quad (2.25)$$

где m – количество чистых веществ в смеси.

Объединив уравнения (2.21)–(2.25), получаем систему уравнений, описывающую состояние смеси:

$$\left\{ \begin{array}{l} I = \sum_{j=1}^m (I_{gj} \cdot D_{gj}) + \sum_{j=1}^m (I_{lj} \cdot D_{lj}) \\ P = \sum_{j=1}^m P_j \\ T_j = T \\ V = \sum_{j=1}^m (V_{gj} \cdot D_{gj})/m + \sum_{j=1}^m (V_{lj} \cdot D_{lj}) \\ Z_j = f(P_j, T_j) \end{array} \right. \quad (2.26)$$

Это сложная система нелинейных уравнений в неявной форме, решение которой усложняется тем, что не все частные производные являются неразрывными функциями. Например, $\partial I/\partial T$ для чистого вещества на границе фазового перехода из конечной величины уходит в бесконечность. Решается эта система уравнений численным методом. Быстрый процесс сходимости был достигнут за счет того, что первым действием определяются характерные области (в какой области находятся корни этого уравнения). Рассматриваются четыре возможных характерных областей. Первая область, когда все входящие в состав смеси вещества находятся только в газообразной фазе. Вторая область, когда все входящие в состав смеси вещества находятся только в жидкой фазе. Третья область, когда хотя бы одно из веществ, входящих в смесь находится в равновесном состоянии и имеет и жидкую и газообразную фазы. И четвертая область, когда все входящие в смесь вещества находятся в сверхкритическом состоянии. Внутри каждой из выделенных областей хорошая сходимость обеспечивается методом Ньютона.

2.5. Моделирование термодинамических процессов для смеси веществ, входящих в состав рабочего тела бескомпрессорной парогазовой установки

Под термодинамическим процессом будем понимать переход из одного состояния в другое. Основопологающим для переходного процесса является

уравнение сохранения энергии (первый закон термодинамики):

$$\Delta U + A + Q = 0, \quad (2.27)$$

где U – внутренняя энергия, A – работа, Q – внешнее подведенное тепло. Работа, совершенная в термодинамическом процессе, есть функция от давления и объема $A = f(P, V)$. Продифференцировав уравнение (2.27), получим:

$$dU + P \cdot dV + V \cdot dP + dQ = 0 \quad (2.28)$$

Объединив систему уравнений (2.26) с дифференциальным уравнением (2.28), получаем дифференциально-алгебраическую систему уравнений (2.29), моделирующую термодинамические процессы смеси:

$$\left\{ \begin{array}{l} I = \sum_{j=1}^m (I_{gj} \cdot D_{gj}) + \sum_{j=1}^m (I_{lj} \cdot D_{lj}) \\ P = \sum_{j=1}^m P_j \\ T_j = T \\ V = \sum_{j=1}^m (V_{gj} \cdot D_{gj})/m + \sum_{j=1}^m (V_{lj} \cdot D_{lj}) \\ Z_j = f(P_j, T_j) \\ dU + P \cdot dV + V \cdot dP + dQ = 0 \end{array} \right. \quad (2.29)$$

Для однозначности, накладывается дополнительное условие, определяющее термодинамический процесс. Например, для адиабатического процесса $dQ = 0$. С практической точки зрения, наибольший интерес представляет процесс, в котором часть произведенной работы превращается в тепло. Это условие может быть выражено следующим уравнением:

$$dQ = (1 - \eta_n) \cdot dA, \quad (2.30)$$

где η_n – к.п.д. процесса (мера необратимости процесса).

Кроме условия, определяющего термодинамический процесс, для интегрирования системы уравнений (2.29) необходимо задать начальные условия (минимум параметров, однозначно определяющих состояние смеси веществ в начале процесса) и диапазон интегрирования, например, в случае адиабатного повышения давления степень повышения давления. Интегрирование уравнений (2.29) выполняется численным методом Рунге-Кутты. Требуемая точность интегрирования достигается за счет малого шага интегрирования.

Предлагаемый метод моделирования термодинамических процессов с использованием свойств веществ, представленных в виде электронных таблиц, и вычислительный модуль разрабатывались для использования в программно-вычислительном комплексе, моделирующем энергетические установки, выполненные по циклу БКПГУ. Но разработанный вычислительный модуль может быть использован в любой вычислительной программе использующей в своих вычислениях теплофизические свойства различных веществ. Особенно интересен этот модуль для моделирования установок, в которых рабочее тело имеет фазовые переходы. К таким установкам можно отнести компрессоры с влажным сжатием. В таких компрессорах в процессе повышения давления в сжимаемую среду подается жидкость, которая испаряется. За счет испарения температура процесса повышения давления приближается к постоянной величине (процесс повышения давления изотермируется). Кроме этого, фазовый переход наблюдается в ступенях паровых турбин, работающих во влажном паре.

Описанные методы моделирования термодинамических свойств смеси веществ, входящих в состав рабочего тела, а также моделирования термодинамических процессов опубликованы в [72].

2.6. Программный комплекс, описывающий термодинамические свойства рабочих тел и термодинамические процессы для новых технологий производства энергии

Программный комплекс, описывающий термодинамические свойства рабочих тел и термодинамические процессы для кислородно-топливных циклов производства энергии, в том числе БКПГУ, представляет собой набор файл-функций (процедуры) и Script-файлов (файлы-сценарии, или управляющие программы).

Файл-функции предназначены для создания отдельных процедур и функций и могут использоваться неоднократно количество раз в файлах-сценариях при различных входных данных. Обращение к процедуре выглядит следующим образом:

$$f_name(\text{Список входных параметров}),$$

где f_name – имя функции.

В случае, когда процедура возвращает несколько выходных параметров, обращение к функции выглядит следующим образом:

$$[var1, var2, \dots] = f_name(\text{Список входных параметров}),$$

где $[var1, var2, \dots]$ – список выходных параметров, которые возвращает функция.

Файлы-сценарии предназначены для создания основных программ, управляющие организацией вычислительного процесса от начала программного кода до его конца, а также для отдельных частей основных программ.

Термодинамические свойства чистых веществ, входящих в состав рабочего тела БКПГУ, их смеси, а также термодинамические процессы реализованы в файл-функциях. Набор процедур по определению свойств образуют библиотеку, которой удобно пользоваться при моделировании.

2.6.1. Функции термодинамических свойств чистых веществ

Функции термодинамических свойств чистых веществ возвращают один выходной параметр, а именно интересующее свойство конкретного вещества. Процедуры определения свойств чистых веществ имеют одинаковую структуру. Описание функции выглядит следующим образом (на примере энтальпии CH_4):

$\text{CH}_4\text{H}(T, P, f)$ – функция определения энтальпии метана (CH_4).

Функция возвращает значение энтальпии CH_4 при температуре T , давлении P и факторе f . Величина фактора имеет значение при определении энтальпии CH_4 на линии насыщения:

$f = -1$. Функция возвращает значение энтальпии CH_4 в жидкой фазе;

$f = 1$. Функция возвращает значение энтальпии CH_4 в парообразной фазе.

Список функций, определяющих термодинамические свойства чистых веществ, входящих в состав рабочего тела БКПГУ:

1. Функции определения энтальпии: $\text{CH}_4\text{H}(T, P, f)$, $\text{CO}_2\text{H}(T, P, f)$, $\text{H}_2\text{OH}(T, P, f)$, $\text{O}_2\text{H}(T, P, f)$.

2. Функции определения удельного объема: $\text{CH}_4\text{V}(T, P, f)$, $\text{CO}_2\text{V}(T, P, f)$, $\text{H}_2\text{OV}(T, P, f)$, $\text{O}_2\text{V}(T, P, f)$.

3. Функции определения динамической вязкости: $\text{CH}_4\text{n}(T, P, f)$, $\text{CO}_2\text{n}(T, P, f)$, $\text{H}_2\text{On}(T, P, f)$, $\text{O}_2\text{n}(T, P, f)$.

4. Функции определения энтропии: $\text{CH}_4\text{S}(T, P, f)$, $\text{CO}_2\text{S}(T, P, f)$, $\text{H}_2\text{OS}(T, P, f)$, $\text{O}_2\text{S}(T, P, f)$.

5. Функции определения коэффициента теплопроводности: $\text{CH}_4\text{L}(T, P, f)$, $\text{CO}_2\text{L}(T, P, f)$, $\text{H}_2\text{OL}(T, P, f)$, $\text{O}_2\text{L}(T, P, f)$.

6. Функции определения теплоемкости при постоянном объеме: $\text{CH}_4\text{Cv}(T, P, f)$, $\text{CO}_2\text{Cv}(T, P, f)$, $\text{H}_2\text{OCv}(T, P, f)$, $\text{O}_2\text{Cv}(T, P, f)$.

Программная реализация процедур определения свойств чистых веществ на примере функции определения энтальпии CH_4 представлена в приложении А.

Таким образом, разработаны функции для определения таких термодинамических свойств как энтальпия, энтропия, удельный объем,

динамическая вязкость, коэффициент теплопроводности и теплоемкость при постоянном объеме для следующих веществ: H_2O , CO_2 , O_2 и CH_4 .

2.6.2. Функции термодинамических свойств смеси веществ

Функции термодинамических свойств смеси веществ возвращают несколько выходных параметров, представляющих список интересующих свойств. Такие процедуры включают в себя функции чистых веществ, а также вспомогательные функции и имеют следующую структуру:

1. AdMixPT (G_{CH_4} , G_{CO_2} , $G_{\text{H}_2\text{O}}$, G_{O_2} , P , T) – функция определения свойств смеси по давлению смеси P и температуре смеси T .

Список входных параметров:

- G_{CH_4} , G_{CO_2} , $G_{\text{H}_2\text{O}}$, G_{O_2} – доля соответствующего вещества в смеси;
- P – давление смеси;
- T – температура смеси;

Список выходных параметров:

- G_{CO_2l} , $G_{\text{H}_2\text{O}l}$, G_{O_2l} , G_{CH_4l} – доля соответствующего вещества в жидком виде;
- G_{CO_2v} , $G_{\text{H}_2\text{O}v}$, G_{O_2v} , G_{CH_4v} – доля соответствующего вещества в парообразном виде;
- P_{HCO_2} , $P_{\text{H}_2\text{O}}$, P_{HO_2} , P_{HCH_4} – давление насыщения соответствующего вещества;
- P_{CO_2} , $P_{\text{H}_2\text{O}}$, P_{O_2} , P_{CH_4} – парциальное давление соответствующего вещества;
- I_{CO_2l} , $I_{\text{H}_2\text{O}l}$, I_{O_2l} , I_{CH_4l} – значение энтальпии соответствующего вещества в жидком виде;
- I_{CO_2v} , $I_{\text{H}_2\text{O}v}$, I_{O_2v} , I_{CH_4v} – значение энтальпии соответствующего вещества в парообразном виде;
- I_{sum} – значение суммарной энтальпии смеси;

- V_{CO2l} , V_{H2O1} , V_{O2l} , V_{CH4l} – значение удельного объема соответствующего вещества в жидком виде;
- V_{CO2v} , V_{H2Ov} , V_{O2v} , V_{CH4v} – значение удельного объема соответствующего вещества в парообразном виде;
- V_{sum} – значение суммарного удельного объема смеси;
- VI – идентификатор, показывающий в какой фазе находится смесь. $VI = 1$ – смесь находится на линии насыщения; $VI = 0$ – смесь находится в однофазной области;
- d_{irr} – значение теплоты парообразования;
- G_{CO2l2} , G_{H2O12} , G_{O2l2} , G_{CH4l2} – доля соответствующего вещества, находящегося на линии насыщения, в жидком виде;
- I_{suml} – значение суммарной энтальпии смеси на линии насыщения в жидком виде;
- I_{sumv2} – значение суммарной энтальпии смеси на линии насыщения в парообразном виде.

Программная реализация данной функции представлена в приложении Б1.

2. $AdMixPI$ (G_{CH4} , G_{CO2} , G_{H2O} , G_{O2} , P , I_{sum}) – функция определения температуры смеси по давлению смеси P и суммарной энтальпии смеси I_{sum} . Также данная функция выводит список выходных параметров, определяемых в функции $AdMixPT$ (G_{CH4} , G_{CO2} , G_{H2O} , G_{O2} , P , T) и описанных выше. Программная реализация данной функции представлена в приложении Б2.

Вспомогательные функции:

1. $CH4PH$ (T) – функция определения давления насыщения по температуре T (на примере метана). Программная реализация данной функции представлена в приложении Б3.

2. $CH4TH$ (P) – функция определения температуры насыщения по давлению P (на примере метана). Программная реализация данной функции представлена в приложении Б4.

3. $Th1Th2mix$ (G_{CH4} , G_{CO2} , G_{H2O} , G_{O2} , P) – функция определения

характерных областей по доле соответствующего вещества в смеси и давления P .
Программная реализация данной функции представлена в приложении Б5.

2.6.3. Модуль, описывающий термодинамические процессы для новых технологий производства энергии

В качестве примера рассмотрим расчетный модуль адиабатного процесса. Рассмотрим структуру расчетного модуля на примере адиабатного процесса.

Admixproc (GCH₄, GCO₂, GH₂O, GO₂, P1, P2, I1, KPDP) – функция, описывающая адиабатный процесс смеси веществ, входящих в состав рабочего тела.

Список входных параметров:

- GCH₄, GCO₂, GH₂O, GO₂ – доля соответствующего вещества в смеси;
- P1 – давление в начале процесса;
- P2 – давление в конце процесса;
- I1 – значение суммарной энтальпии смеси;
- KPDP – КПД процесса.

Расчет адиабатного процесса сводится к последовательному определению параметров участков $i = 1:100$ (от 1 до 100 с шагом 1), где $i = 1$ – начало процесса, $i = 100$ – конец процесса. Свойства смеси определяются по функции AdMixPI (GCH₄, GCO₂, GH₂O, GO₂, P, Isum).

В результате расчета модуля выдается список основных параметров адиабатного процесса:

- V1, T1 – соответственно удельный объем и температура в начале процесса;
- AS – работа адиабатного процесса;
- T2, I2, V2 – соответственно температура, энтальпия и удельный объем в конце процесса;
- dT – изменение температуры при адиабатном процессе;

- dI – изменение энтальпии при адиабатном процессе;
- DD – величина погрешности (сходимость работы адиабатного процесса и разности энтальпий в начале и в конце процесса)

Программная реализация данной функции представлена в приложении Бб.

2.7. Выводы по главе 2

1. Одна из главных особенностей БКПГУ заключается в том, что рабочее тело имеет переменный химический состав, компоненты (метан, чистый кислород, углекислый газ и вода) в различных точках термодинамического цикла находятся в разных фазовых состояниях (газообразное, жидкое, равновесное, переходное из газа в жидкость и сверхкритическое состояние), как в виде чистого вещества, так и в виде смеси. С учетом особенностей рабочего тела БКПГУ требуется средство, позволяющее с высокой точностью определить теплофизические свойства в широком диапазоне изменения P и T с минимальным количеством вычислительных операций.

2. Для термодинамических расчетов и формирования информационных массивов со значениями свойств используют уравнение состояния, которое отражает особенности термодинамического поведения вещества и удовлетворяет физически обоснованным условиям и ограничениям. Описывать такие аппроксимирующие зависимости крайне трудоемкая задача, особенно в области фазового перехода и в районе критической точки. В результате образуется сложная система уравнений, которая требует множество вычислений. Поэтому такой способ не приемлем для использования в программах с большими итерационными циклами, но могут быть базой для разработки электронных таблиц.

3. Разработан способ представления термодинамических свойств чистых веществ в виде электронных таблиц. Этот способ обеспечивает приемлемую для поставленной задачи точность и обеспечивает минимальное время

вычислительных процессов, что особенно важно для определения свойств в итерационных процессах. Разработанный способ реализован в программно-вычислительных модулях.

4. Выполнен анализ точности соответствия разработанных электронных таблиц эталонным величинам. Расхождение результатов в широком диапазоне менее 1%. В районе критической точки (узкая область в непосредственной близости критической точки) расхождение увеличивается до 3 – 5%, что считается приемлемым, учитывая характер изменения свойств в этой области.

5. Разработан способ представления термодинамических свойств рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ. Допущения, принятые в этом способе, приемлемы для решаемых задач. Разработанный способ реализован в программно-вычислительных модулях.

6. Разработан способ описания термодинамических процессов рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ. Разработанный способ реализован в программно-вычислительных модулях.

7. Разработанные программно-вычислительные модули, в первую очередь, предназначены для работы в составе вычислительных комплексов, моделирующих энергетические установки, выполненные по кислородно-топливной технологии. Но кроме этого, они могут быть эффективно использованы там, где рабочее тело не может быть описано как идеальный газ.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

3.1. Описание расчетной схемы бескомпрессорной парогазовой установки и ее математической модели

Для проведения исследований была разработана математическая модель энергетической установки, работающей по схеме бескомпрессорного цикла.

На ранней стадии исследований был выбран относительно невысокий уровень детализации расчета, но вполне достаточный для решения поставленных задач. Все крупные части установки рассматриваются как «черные ящики» (рис. 3.1).

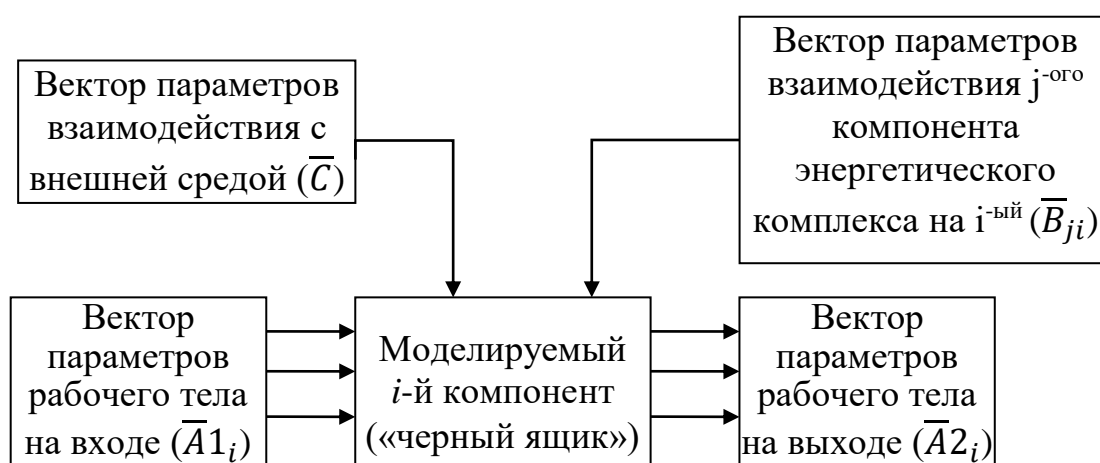


Рис. 3.1. Объект исследования в общем виде

Работа крупных частей установки описывается универсальными характеристиками и системами алгебраических и дифференциальных уравнений. Основа этих уравнений законы сохранения (закон сохранения энергии, закон сохранения вещества, закон сохранения количества движения, уравнение сплошности и др.). Системы уравнений, описывающие отдельные части энергетического комплекса, объединяются в общую систему уравнений, которая дополняется уравнениями, определяющими взаимосвязи между отдельными

частями энергетического комплекса. Главным образом, это сопряжение описываемых частей в расчетных сечениях. Смысл этого сопряжения заключается в том, что в расчетном сечении параметры сопрягаемых частей идентичны. Кроме сопряжения по расчетным сечениям между отдельными частями может осуществляться и другое взаимодействие, например, энергетические потоки. Мощность, генерируемая турбиной, частично расходуется на привод насосного оборудования. Эти взаимосвязи описываются уравнениями сохранения энергии. Кроме этого, общая система уравнений дополняется уравнениями, описывающими взаимодействие с внешней средой, и уравнениями, описывающими управление режимами работы. Эта общая система уравнений является сутью математической модели исследуемых энергетических комплексов. Для решения этой системы уравнений используются численные методы решения.

При моделировании приняты следующие основные допущения, упрощающие задачу:

- Топливо – чистый метан CH_4 .
- Для моделирования термодинамических свойств рабочего тела используются предложенные способы представления термодинамических свойств чистых веществ в виде электронных таблиц, представления термодинамических свойств рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ, и описания термодинамических процессов рабочего тела.
- До процесса горения каждая компонента рабочего тела рассматривается отдельно, как чистое вещество.
- После процесса горения в камере сгорания рабочее тело представляет смесь газов.
- Сопротивление движению рабочего тела различными частями установки (газоходы, трубопроводы, арматура, форсунки и др.) учитывается коэффициентом восстановления полного давления (отношение полного давления на выходе к полному давлению на входе соответствующего оборудования).

Пренебрегается потерями тепла от горячих корпусов оборудования, входящего в состав установки.

Моделируемая установка работает следующим образом: насосное оборудование повышает давление компонент рабочего тела, находящихся в исходном состоянии в жидкой фазе, до величин, необходимых для подачи их в камеру сгорания. После насосного оборудования жидкие компоненты с высоким давлением направляются в теплообменное оборудование. Холод жидких кислорода и метана используется для конденсации части углекислоты в конденсаторе CO_2 . Недогрев O_2 и CH_4 до температуры конденсации CO_2 в модели учитывается коэффициентами эффективности соответствующих секций конденсатора CO_2 . После конденсатора CO_2 кислород и метан вместе с CO_2 в сверхкритическом состоянии подаются в водяные подогреватели. Для подогрева используется вода, нагретая в контактном конденсаторе низкого давления. В свою очередь, греющая вода подогревателей O_2 и CH_4 охлаждается до температуры близкой к температуре конденсации CO_2 и используется для охлаждения отработавшего рабочего тела и конденсации остатков водяного пара во второй секции контактного конденсатора низкого давления. Недогрев или недоохлаждение до теоретически возможных температур учитываются соответствующими коэффициентами эффективности подогревателей. После подогревателей кислород и метан подаются через трубопроводную систему с запорной и регулирующей арматурой в зону горения камеры сгорания. Подогретая водой CO_2 подается во вторую секцию рекуператора, где рекуперируется тепло рабочего тела, оставшееся после первой секции рекуператора. В первую секцию рекуператора подается вода из насоса питательной воды со сверхкритическим давлением. Первая и вторая секция рекуператора представлены: степенью рекуперации первой секции рекуператора; степенью рекуперации второй секции рекуператора и коэффициентами восстановления полного давления каждого из теплоносителей в обеих секциях. После секций рекуператора нагретые продуктами сгорания в сверхкритическом состоянии H_2O и CO_2 через запорно-регулирующую арматуру подаются в

различные зоны камеры сгорания. Общее количество H_2O и CO_2 , регулируется таким образом, чтобы температура рабочего тела на входе в турбину имела заданную величину. Расчетная схема БКПГУ представлена на рис. 3.2.

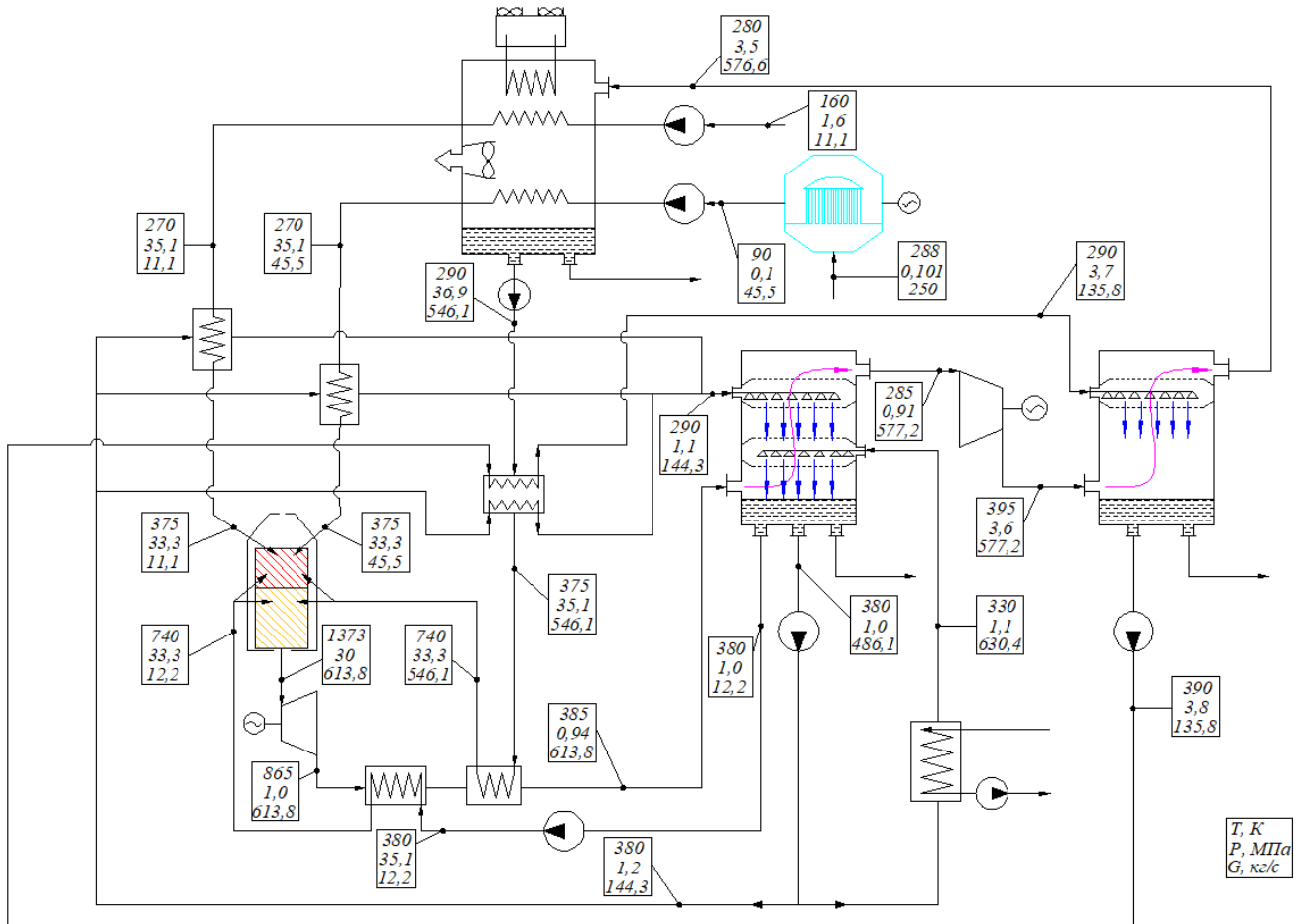


Рис. 3.2. Расчетная схема БКПГУ с примером значений параметров в расчетных сечениях

Универсальная система уравнений, описывающая БКПГУ в векторной форме.

Входные параметры рабочего тела в расчетном сечении i^{ro} компонента энергетического комплекса выражены следующим вектором:

$$\bar{A}1_i [P, T, G, I, S, \dots], \quad (3.1)$$

где P, T, G, I, S, \dots – соответственно давление, температура, расход, энтальпия,

энтропия и т.д.; i – номер компонента установки.

Соответственно вектор параметров рабочего тела в расчетном сечении на выходе из i -ого компонента энергетического комплекса выражается:

$$\bar{A}2_i [P, T, G, I, S, \dots] \quad (3.2)$$

Взаимосвязь моделируемых частей энергетического комплекса в расчетных сечениях основывается на том, что параметры сопрягаемых частей идентичны. Вектор параметров взаимодействия j -ого компонента энергетического комплекса на i -ый выражается следующим образом:

$$\bar{B}_{ji} [N, n, G, I, S, \dots], \quad (3.3)$$

где N, n, G, I, S, \dots – соответственно мощность, частота вращения, расход, энтальпия, энтропия и т.д.

Кроме взаимосвязи между частями моделируемой установки, учитывается взаимодействие с внешней средой (вектор \bar{C}). Каждый i -ый компонент энергетического комплекса описан системой уравнений, которую в векторном виде, учитывая (3.1) - (3.3), можно представить следующим образом:

$$\begin{cases} \bar{A}2_i = f(\bar{A}1_i, \bar{B}, \bar{C}); \\ \bar{A}\bar{B} = f(P, T, f). \end{cases} \quad (3.4)$$

где $\bar{A}\bar{B}$ – вектор термодинамических свойств веществ, из которых состоит рабочее тело; f – фактор, учитывающий фазовое состояние вещества на линии насыщения.

Энергетический комплекс в целом будет описан в векторном виде следующим образом: для $i = 1$ до n , где n – общее количество моделируемых компонент, из которых состоит энергетический комплекс

$$\begin{cases} \bar{A}1_i = \bar{A}2_{i-1}; \\ \bar{A}2_i = f(\bar{A}1_i, \bar{B}, \bar{C}); \\ \bar{A}\bar{B} = f(P, T, f); \\ \bar{B}_{ji} = \bar{B}_{ij}. \end{cases} \quad (3.5)$$

С учетом уравнений, описывающих отдельные части БКПГУ, В результате все приводится к большой системе нелинейных алгебраических уравнений с корнями, выраженными в неявной форме. Для решения этой системы уравнений был применен комбинированный метод численного решения алгебраических уравнений. Ряд корней определяется методом простых последовательных приближений. Выбор корней, которые определяются простыми последовательными приближениями, производится на основании знаний о сущности физических явлений, описываемых уравнениями. При этом используется критерий $A = \Delta X_p / \Delta X_n$ где ΔX_n – некое приращение, данное искусственно рассматриваемому корню, а ΔX_p – результирующее приращение рассматриваемого корня, полученное в результате решения всей системы уравнений при прочих равных условиях (значениях корней) искусственно. Если этот критерий существенно меньше единицы во всем диапазоне возможных значений корня, то при простых итерациях будет удовлетворительная сходимость. Все уравнения были разделены на группы (цепочки) так, что в каждой цепочке, задавшись одним корнем, можно было последовательно решить все уравнения в цепочке. По сути, таким образом, была сокращена размерность системы уравнений. Корни, которые задаются в этих цепочках, находятся, используя метод Ньютона.

3.2. Особенности описания отдельных частей бескомпрессорной парогазовой установки

Повышение давления осуществляется насосным оборудованием. Процесс

повышения давления в насосе описывается системой уравнений (2.28). Работа, необходимая для привода насоса, определяется интегрированием дифференциального уравнения работы в адиабатическом процессе dA . Поскольку термодинамические свойства рабочего тела БКПГУ определяются с использованием дискретных табличных значений, решается такое уравнение численным интегрированием:

$$A = \frac{\int_{V_1}^{V_2} PdV + \int_{P_1}^{P_2} VdP}{\eta_H}, \quad (3.6)$$

где η_H – КПД насоса (отношение теоретически необходимой мощности к фактической), который учитывается в реальном процессе повышения давления.

Поскольку в адиабатном процессе работа равна изменению энтальпии, т.е. $A = \Delta I$, можно определить энтальпию на выходе I_2 (в конце процесса повышения давления), располагая значением энтальпии на входе I_1 :

$$I_2 = I_1 + A \quad (3.7)$$

После чего формируется вектор термодинамических параметров в выходном сечении:

$$M_{r2} = f(I_2, P_2) \quad (3.8)$$

Таким образом, система уравнений, описывающее насосное оборудование представлена следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \frac{\int_{V_1}^{V_2} PdV + \int_{P_1}^{P_2} VdP}{\eta_H}; \\ I_2 = I_1 + A; \\ M_{r2} = f(I_2, P_2). \end{array} \right. \quad (3.9)$$

Камера сгорания описывается, главным образом, уравнением теплового баланса. Через теплосодержание уравнение выражается следующим образом:

$$I_{\text{ВЫХ}} = \sum I_{i\text{ВХ}} + H_u \cdot \eta_{\text{КС}} - I_o, \quad (3.10)$$

где $I_{\text{ВЫХ}}$ – энтальпия продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания;

$I_{i\text{ВХ}}$ – энтальпия, которая вносится i -ым компонентом рабочего тела в камере сгорания;

H_u – теплотворная способность топлива;

$\eta_{\text{КС}}$ – КПД камеры сгорания;

I_o – энтальпия продуктов сгорания топлива в чистом кислороде при температуре опыта по определению теплотворной способности топлива.

Коэффициент полноты сгорания топлива принят постоянным на всех исследованных режимах работы, а его величина (0,999) взята из опыта работы с камерами сгорания современных ГТУ. Потеря полного давления в камере сгорания учитывается отдельно по каждой компоненте подаваемой в камеру сгорания. Коэффициенты восстановления полного давления по каждой компоненте приняты одинаковыми.

Для определения работы, совершаемой турбиной, также использовано численное интегрирование дифференциального уравнения работы в адиабатическом процессе, а система уравнений, описывающая турбину, может быть представлена следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \left(\int_{V_1}^{V_2} P dV + \int_{P_1}^{P_2} V dP \right) \cdot \eta_T; \\ I_2 = I_1 + A; \\ M_{r2} = f(I_2, P_2). \end{array} \right. , \quad (3.11)$$

где η_T – КПД турбины.

В общем случае, безразмерный расход зависит и от степени понижения давления в турбине и от относительной частоты вращения. Но следует отметить,

что безразмерный расход сколько-нибудь существенно изменяется при малых степенях понижения давления в турбине ($\pi_T < 3$). Предполагается, что все рабочие режимы БКПГУ будут при степенях понижения давления в турбине, значительно превышающих величину, когда изменение безразмерного расхода необходимо учитывать.

В схеме БКПГУ имеется большое количество теплообменных аппаратов. Для принятого уровня детализации расчета теплообменные аппараты описываются системой уравнений, в основе которых тепловой баланс и условие выполнения второго закона термодинамики (на каждом участке процесса теплообмена температура греющего теплоносителя должна быть выше температуры подогреваемого теплоносителя). Исходя из этого условия можно найти максимальное теоретически возможное количество тепла, которое можно было бы передать ΔI_T . Реальные теплообменные аппараты передают меньшее количество тепла. Это учитывается коэффициентом тепловой эффективности теплообменного аппарата θ . Тогда система уравнений, описывающая теплообменный аппарат может быть представлена следующим образом:

$$\begin{cases} \Delta I_\Gamma = \Delta I_x = \Delta I_T \cdot \theta; \\ I_{\Gamma 2} = I_{\Gamma 1} + \Delta I_\Gamma; \\ I_{x2} = I_{x1} + \Delta I_x; \\ T_{\Gamma 2} = f(I_{\Gamma 2}, P_{\Gamma 2}); \\ T_{x2} = f(I_{x2}, P_{x2}). \end{cases}, \quad (3.12)$$

где индексы Γ и x – греющий и подогреваемый (холодный) теплоноситель соответственно.

Кроме этих уравнений имеются еще уравнения, учитывающие сопротивление движению теплоносителей. Эффективность теплообменного оборудования учитывается тремя коэффициентами: тепловой эффективностью, коэффициентом восстановления полного давления по горячему теплоносителю и коэффициентом восстановления полного давления по холодному теплоносителю. В качестве допущения принято, что эти коэффициенты не зависят от режима

работы установки.

Кроме теплообменных аппаратов, передающих тепло через разделяющую теплоносители стенку, в схеме БКПГУ предусмотрено два тепло массообменных аппарата (контактные конденсаторы). В этих аппаратах теплоносители ничем не разделены. Вследствие этого, одновременно с процессом теплообмена проходят процессы массообмена. Поэтому для этих аппаратов системы уравнений дополнены уравнениями, учитывающими массообмен. При этом принят ряд допущений, главные из которых заключаются в следующем. В аппарате работают два теплоносителя. Греющий теплоноситель находится в газообразной фазе, охлаждающий теплоноситель находится в жидкой фазе. В процессе охлаждения часть греющего теплоносителя переходит из газообразной в жидкую фазу. Предполагается, что в аппарате происходит полное отделение жидкой фазы от греющего теплоносителя и на выходе из аппарата он представляет сухой газ, а вся жидкая фаза переходит в охлаждающий теплоноситель. Пренебрегается тем (в расчетной модели не учитывается), что отдельные компоненты греющего теплоносителя растворяются в охлаждающем теплоносителе. Считается, что фазовый переход происходит в равновесном состоянии так, что парциальное давление водяного пара полностью соответствует температуре насыщения.

Описание вспомогательного компрессора CO_2 формально ничем не отличается от описания насосного оборудования:

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \frac{\int_{V_1}^{V_2} P dV + \int_{P_1}^{P_2} V dP}{\eta_k}; \\ I_2 = I_1 + A; \\ M_{r2} = f(I_2, P_2). \end{array} \right. , \quad (3.13)$$

где η_k – КПД компрессора CO_2 .

Еще две части энергетического комплекса, которым следует уделить внимание: устройство получения жидкого кислорода – воздухоразделительная установка (ВРУ) и устройство ожижения CO_2 . Несмотря на то, что это довольно

сложные объекты, в настоящем исследовании они рассматриваются «черными ящиками». Обусловлено это несколькими факторами. Главный из них, отсутствие необходимости усложнять исследования и углубляться в детальные расчеты хорошо освоенных объектов на таких ранних стадиях исследования энергетического комплекса. Кроме этого, с целью повышения эффективности работы с учетом пиковых колебаний потребления энергии и суточного изменения температуры окружающей среды, целесообразно будет предусмотреть аккумулялирование жидкого кислорода и холода для конденсации углекислого газа в количествах, обеспечивающих работу энергетического комплекса в течение нескольких часов. Такое аккумулялирование снимет вопросы, связанные со скоростью управления режимами работы этих частей энергетического комплекса.

Для получения жидкого кислорода в количествах, требующихся для обеспечения работы энергетической установки, наиболее приемлемой технологией является технология криогенной ректификации. Энергия, потребляемая ВРУ, расходуется главным образом на производство холода. Для определения расхода энергии на производства холода можно использовать следующую зависимость:

$$Q_э = Q_x \cdot (T_г - T_x) / T_x \cdot (1/\eta), \quad (3.14)$$

где $Q_э$ – расход энергии; Q_x – требуемое количество холода; $T_г$ – температура горячего источника (в данном случае окружающей среды); T_x – требуемая температура холода; η – коэффициент учитывающий разницу между реальным процессом получения холода и идеальным циклом Карно.

Если учесть, что требуемое количество холода пропорционально требуемому количеству жидкого кислорода, то с учетом дифференциального уравнения работы в адиабатическом процессе мощность ВРУ $N_{вру}$ можно определить следующей зависимостью:

$$N_{вру} = G_{O_2} \cdot (T_г - T_x) / T_x \cdot (1/E_{вру}), \quad (3.15)$$

где G_{O_2} - требуемый расход кислорода; $E_{вру}$ - коэффициент, учитывающий эффективность производства жидкого кислорода.

Требуемая температура, необходимая для разделения воздуха – это температура, при которой проходит процесс ректификации. В качестве допущений принято: температура, необходимая для разделения воздуха – 100 К; коэффициент, учитывающий эффективность производства жидкого кислорода не зависит от режима работы БКПГУ. Величина эффективности производства жидкого кислорода для выполненных расчетов соответствует 900 кДж/кг в стандартных климатических условиях. Такую эффективность современных ВРУ принимают при исследовании установок с кислородным сжиганием топлива [22].

Ожижение CO_2 в своей основе также имеет холодильный цикл. Только в этом случае требуемая температура – это температура ожижения CO_2 . А мощность, затрачиваемая на ожижение $N_{ксо2}$, может быть выражена по аналогии с (3.15):

$$N_{ксо2} = G_{со2} \cdot (T_{г} - T_{х})/T_{х} \cdot (1/E_{ксо2}), \quad (3.16)$$

где $G_{со2}$ - расход CO_2 ; $E_{ксо2}$ - коэффициент, учитывающий эффективность холодильной установки.

Исследуемая схема энергетической установки имеет много степеней свободы для независимого регулирования параметров. Необходимо выбрать законы регулирования так, чтобы у задачи было однозначное решение (количество степеней свободы и количество регулируемых параметров совпадало). Имеется возможность независимо регулировать частоту вращения всех насосов и компрессора CO_2 , кроме того, имеется возможность частично байпасировать рекуператор H_2O . На данной стадии исследований не ставится цель найти оптимальные законы регулирования, потому что эти законы находятся в большой зависимости от конструкторских решений, которые будут приняты на более поздних стадиях создания БКПГУ. Для определенности расчетов был принят один из возможных вариантов законов регулирования (без каких-либо

претензий на лучший). Предполагается, что регулирование параметров производится следующим образом:

- насос сетевой воды регулирует расход сетевой воды пропорционально корню квадратному мощности, выдаваемой в тепловую сеть;
- циркуляционные насосы поддерживают отношение водяных эквивалентов по горячему и холодному теплоносителям максимально близким к единице;
- компрессор CO_2 поддерживает постоянной степень расширения рабочего тела в парогазовой турбине на всех исследуемых режимах работы;
- топливный насос регулирует подачу топлива так, чтобы обеспечить заданную мощность по отпуску электроэнергии в сеть;
- кислородный насос регулирует подачу кислорода так, чтобы обеспечить минимально необходимый избыток кислорода;
- питательный насос CO_2 поддерживает на всех исследуемых режимах работы постоянную температуру рабочего тела на входе в парогазовую турбину;
- питательный насос H_2O регулирует подачу воды так, чтобы обеспечить заданную мощность по отпуску тепла в сеть;
- если отношение $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ достигло своего минимального значения, закон регулирования тепловой мощности изменяется – удерживая минимальное значение $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ часть воды перепускается мимо рекуператора H_2O прямо в камеру сгорания.

3.3. Программная реализация математической модели бескомпрессорной парогазовой установки

Программа определения параметров БКПГУ реализована в виде script-файла, представляющего собой основной расчетный модуль, имеющего следующую структуру:



Рис. 3.3. Упрощенная структура расчетного модуля БКПГУ

1. Вектор входных параметров. Основной массив исходных данных хранится в библиотеке в файлах с расширением *.xls* (Excel файлы). При запуске модуля программа запрашивает выбор файла и переводит пользователя на ввод с клавиатуры таких величин, как KCH (соотношение расходов CO_2 и H_2O) с количеством элементов ni и π_t (степень расширения в турбине) с количеством элементов nj .

2. Тело функции. Для каждого $i = 1$ до ni (внешний цикл) и каждого $j = 1$ до nj (внутренний цикл) выполняется:

1) Загрузка инициализирующего массива, ячейки которого в ходе выполнения программы перезаписываются для каждого расчетного сечения для каждой точки с координатами (KCH , π_t).

2) Модуль $M_OPTpressure1$, определяющий давления чистых веществ, входящих в состав рабочего тела, и их смеси в расчетных сечениях до турбины.

3) Модуль $M_OPTtemperature0$, определяющий температуры чистых веществ и их смеси в расчетных сечениях до турбины.

4) Модуль $M_OPTproperties0$, определяющий термодинамические свойства в расчетных сечениях до камеры сгорания.

5) Модуль $M_OPTflow0$, определяющий расходы.

6) Модуль $M_OPTpressure2$, определяющий давления в расчетных сечениях

на выходе из турбины.

7) Модуль $M_OPTproperties1$, определяющий термодинамические свойства, начиная с входного сечения турбины.

8) Модуль $M_OPTheat_balance$, определяющий следующие величины:

- Исходное тепло CO_2 , $QICO_2$;
- Тепло, внесенное питательным насосом CO_2 , $QFPCO_2$;
- Тепло, внесенное подогревателем CO_2 , $QHCO_2$;
- Исходное тепло H_2O , QIH_2 ;
- Тепло, внесенное питательным насосом H_2O , $QFPH_2O$;
- Тепло, рекуперированное в рекуператоре H_2O , QRH_2O ;
- Исходное тепло O_2 , QIO_2 ;
- Тепло, внесенное питательным насосом O_2 , $QFPO_2$;
- Тепло, утилизированное в утилизаторе холода O_2 , QUO_2 ;
- Тепло, внесенное подогревателем O_2 , QHO_2 ;
- Исходное тепло CH_4 , $QICH_4$;
- Тепло, внесенное питательным насосом CH_4 , $QFPC_4$;
- Тепло, утилизированное в утилизаторе холода CH_4 , $QUCH_4$;
- Тепло, внесенное подогревателем CH_4 , $QHCH_4$;
- Тепло подведенное к камере сгорания, $QКСР$;
- Тепло воспринятое камерой сгорания, $QКСВ$.

9) Модуль $M_OPTverification_arrays$, производящий проверку сходимости результатов. Критерий сходимости – $|(QКСР/QКСВ) - 1| \leq 0,000001$.

3. Вектор выходных параметров. В случае прохождения проверки сходимости выполняется модуль интегральных параметров $M_OPTintegral_par_arrays$, возвращающий следующие величины:

- Мощность турбины, $Z1(i, j)$, кВт;
- Мощность на клеммах электрогенератора, $Z2(i, j)$, кВт;
- КПД электростанции без учета расхода энергии на собственные нужды, отнесенный к высшей теплотворной способности топлива, $Z3(i, j)$;

- Тепловая мощность первой секции контактного конденсатора низкого давления, $Z4(i, j)$, кВт;
- Тепловая мощность второй секции контактного конденсатора низкого давления, $Z5(i, j)$, кВт;
- Тепловая мощность контактного конденсатора высокого давления, $Z6(i, j)$, кВт;
- Тепловая мощность, выдаваемая в теплосеть, $Z7(i, j)$, кВт;
- Расход циркуляционной воды на подогрев CO_2 в подогревателе CO_2 , $Z8(i, j)$, кг/с;
- Расход циркуляционной воды на подогрев O_2 в подогревателе O_2 , $Z9(i, j)$, кг/с;
- Расход циркуляционной воды на подогрев CH_4 в подогревателе CH_4 , $Z10(i, j)$, кг/с;
- Расход циркуляционной воды на подогрев сетевой воды, $Z11(i, j)$, кг/с;
- Расход циркуляционной воды контактного конденсатора высокого давления, $Z12(i, j)$, кг/с;
- Расход циркуляционной воды второй секции контактного конденсатора низкого давления, $Z13(i, j)$, кг/с;
- Расход циркуляционной воды первой секции контактного конденсатора низкого давления, $Z14(i, j)$, кг/с;
- Расход сетевой воды, $Z34(i, j)$, кг/с;
- Мощность компрессора (CO_2), $Z15(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на привод питательного насоса CO_2 , $Z16(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на привод питательного насоса H_2O , $Z17(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на привод питательного насоса O_2 , $Z18(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на привод питательного насоса CH_4 , $Z19(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на привод компрессора CO_2 , $Z20(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на привод холодильной установки конденсатора CO_2 , $Z21(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на производство жидкого O_2 , $Z22(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на привод циркуляционных насосов $Z23(i, j)$, кВт;

- Мощность, затрачиваемая на привод насосов сетевой воды, $Z24(i, j)$, кВт;
- Мощность, затрачиваемая на остальные собственные нужды ТЭЦ, $Z25(i, j)$, кВт;
- Общая мощность, затрачиваемая на собственные нужды ТЭЦ, $Z26(i, j)$, кВт;
- Мощность, выдаваемая в электросеть, $Z27(i, j)$, кВт;
- КПД электростанции с учетом расхода энергии на собственные нужды, отнесенный к высшей теплотворной способности топлива $Z28(i, j)$;
- КПД электростанции без учета расхода энергии на собственные нужды $Z29(i, j)$;
- Удельная мощность станции, отнесенная к 1 кг/с рабочего тела на входе в турбину, $Z30(i, j)$, кВт/кг;
- Удельная мощность станции, отнесенная к 1 м³/с рабочего тела на выходе из турбины, $Z31(i, j)$, кВт/м³;
- Суммарная мощность станции (электрическая + тепловая), $Z32(i, j)$, кВт;
- Коэффициент использования топлива, отнесенный к высшей теплотворной способности топлива, $Z33(i, j)$;
- Максимальная температура горячей воды, $Z35(i, j)$, К;
- Температура на выходе из турбины, $Z36(i, j)$, К.

Таким образом, в результате расчета формируются массивы $Z1(i, j)$ - $Z36(i, j)$, которые можно использовать для построения трехмерных поверхностей, двумерных графиков зависимостей, а также импортировать в файлы Excel.

Программная реализация математической модели БКПГУ представлена в приложении В.

3.4. Выводы по главе 3

1. На текущей, самой ранней стадии исследования цикла БКПГУ, был выбран относительно невысокий уровень детализации расчета, но вполне достаточный для решения поставленных задач. Все крупные части установки рассматриваются как «черные ящики». Обусловлено это отсутствием

необходимости усложнять исследования и углубляться в детальные расчеты хорошо освоенных объектов на таких ранних стадиях исследования энергетического комплекса.

2. Разработаны математические модели отдельных компонент БКПГУ.

3. Разработана комплексная математическая модель БКПГУ.

4. Математическая модель БКПГУ реализована в программном комплексе, позволяющем определить параметры установок, реализуемых по бескопрессорному циклу, а также аналогичные альтернативные кислородно-топливные циклы, где рабочее тело нельзя рассматривать как идеальный газ.

5. В результате расчета программного комплекса формируются массивы, которые удобно использовать при дальнейшем анализе. Также имеется возможность импортировать полученные массивы в программу MS Excel.

ГЛАВА 4. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К СИСТЕМНОМУ АНАЛИЗУ И ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ, БАЗИРУЮЩИХСЯ НА ЦИКЛЕ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОВАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

При создании новой техники, особенно на ранних стадиях, очень важно находить оптимальные решения. При этом приходится обрабатывать большие потоки информации, а решения приходится принимать в условиях существенной неопределенности. Поэтому в работе было уделено внимание системному подходу к исследованию взаимосвязей между термодинамическими параметрами рассматриваемой установки и выбору оптимальных решений.

Как правило, главной целью разработчиков новых изделий является достижение конкурентных качеств. Так как для любого изделия имеется большой перечень качеств, определяющих его привлекательность, задача достижения конкурентоспособности изделия является многокритериальной. Для электрогенерирующего оборудования основными критериями, определяющими его конкурентоспособность, являются: тепловая эффективность, цена (себестоимость производства), себестоимость обслуживания в эксплуатации, надежность, ресурс, показатели воздействия на окружающую среду. Таким образом, выбор наилучших технических решений в процессе проектирования нового электрогенерирующего оборудования является многокритериальной задачей.

Математически строгие методы многокритериального выбора оптимальных решений в настоящее время недостаточно развиты [23]. Поэтому применяются различные подходы, упрощающие многокритериальные задачи выбора. Например, часто применяют метод сведения многокритериальной (векторной) задачи к однокритериальной (скалярной) задаче с помощью ввода суперкритерия (или интегрального критерия) и последующим нахождением его экстремумов.

На ранних стадиях создания новых энергетических установок оптимизационная задача усложняется тем, что решение приходится искать при

большом дефиците информации. Создание новых установок – достаточно длительный процесс, и сложно предсказать, какие будут цены и налоги через 10 – 15 лет, трудно спрогнозировать средства, которые могут уйти на их освоение.

Большой объем информации может быть получен только в результате проектных работ на следующих этапах. Поэтому предлагается итеративный подход с формированием суперкритерия на каждой итерации, которые увязываются с этапами проектирования.

Пусть $i = 1 \dots N$ – итерации, Q_i – этапы проектирования, R_i – суперкритерии, тогда на каждом этапе проектирования формулируется целевая функция вида:

$$R_i(\bar{X}_j) \rightarrow \text{extr}, \quad (4.1)$$

где \bar{X}_j – вектор параметров, влияющих на значение критерия оптимальности, $j = 1 \dots J$. На более поздних Q_i уточняется целевая функция, которая может быть выражена следующим образом:

$$R_i(\bar{X}_j + \bar{Y}_m) \rightarrow \text{extr}, \quad (4.2)$$

где \bar{Y}_m – вектор новых оптимизирующих параметров, учитываемых с появлением новой объективной информации на более поздних стадиях проектирования, $m = 1 \dots M$. Итеративный подход решения оптимизационной задачи схематично представлен на рис. 4.1.

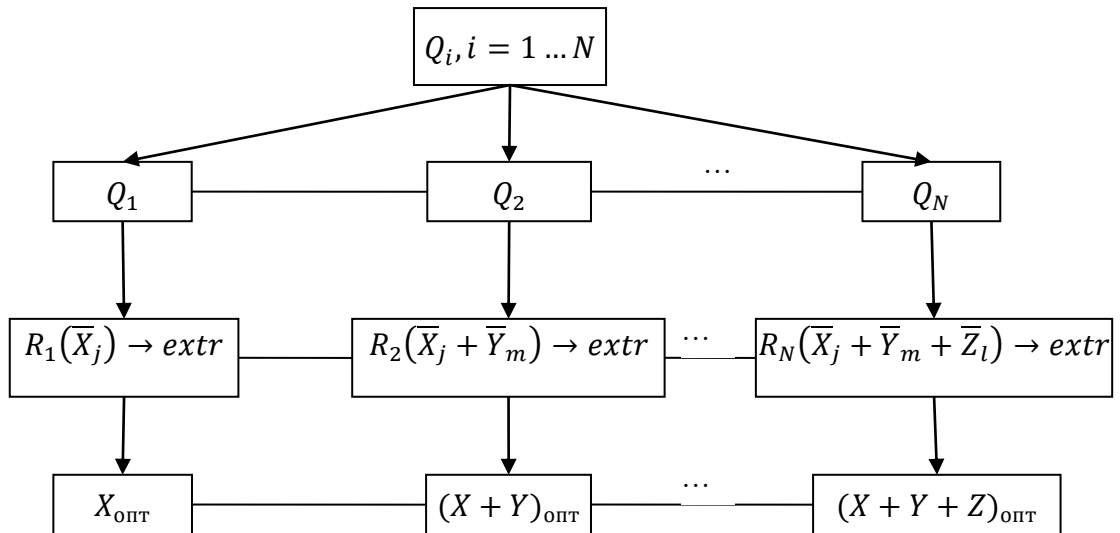


Рис. 4.1. Итеративный подход решения оптимизационной задачи

На каждом этапе анализируется вектор принимаемых решений, изучаются качественные зависимости между отдельными координатами вектора функции цели и отдельными координатами вектора принимаемых решений. На основании этого анализа может быть сокращена размерность вектора принимаемых решений, и сформирован суперкритерий для данной итерации. Если на какой-то стадии проектирования не удастся найти зависимость какой-то проекции вектора функции цели ни с одной проекцией вектора принимаемых решений, то на итерации, связанной с этой стадией проектирования, такая проекция вектора функции цели просто исключается из рассмотрения.

Таким образом, на ранней стадии проектирования (на ранних итерациях), где не хватает объективной информации, ряд показателей может не учитываться в целевой функции. На последующих этапах и, соответственно, на следующих итерациях, по мере поступления необходимой информации, функция цели корректируется и, при необходимости, корректируются выбранные параметры. В процессе анализа вектора принимаемых решений, проекции этого вектора систематизируются и делятся на группы. В одну группу сводятся те проекции, по которым очевидна монотонная зависимость и решения по этой группе принимаются на границе допустимых значений (для выбора таких параметров целесообразен экспертный подход). Вторая группа, которая представляет собой

вектор варьируемых решений – это именно та часть проекций вектора решений, которая будет исследоваться на предмет поиска оптимума. Поэтому количество варьируемых переменных может быть уменьшено так, что для поиска экстремума функции цели может быть применен метод простого перебора.

Для выбора параметров вновь проектируемого электрогенерирующего оборудования на всех стадиях проектирования наиболее объективным глобальным критерием может быть себестоимость производства электроэнергии. Такой критерий складывается из большого числа различных составляющих, которые могут быть разбиты на несколько групп. В одну группу могут быть отнесены составляющие, независимые от оптимизируемых параметров, и в дальнейшем эта группа исключается из рассмотрения (примеры: налоги, заработная плата и т.п.). Еще одна группа будет состоять из тех составляющих, которые зависят от оптимизируемых параметров, но эти зависимости носят только качественный характер (примеры: капитальные затраты и их обслуживание может быть оценено на последних стадиях рабочего проектирования, и то по очень упрощенным моделям). Есть составляющие, по которым взаимосвязь с оптимизируемыми параметрами удастся установить только на окончательных стадиях проектирования (примеры: себестоимость технического обслуживания может быть учтена на стадии, когда разрабатываются инструкции по эксплуатации).

Оценить структуру себестоимости производства электроэнергии можно на примере современной традиционной ПГУ, работающей преимущественно на природном газе и обеспечивающей высокий КПД по отпуску электроэнергии. На рис. 4.2 показана структура себестоимости электричества, рассчитанная за весь жизненный цикл объекта генерации.



Рис. 4.2. Структура себестоимости электричества, рассчитанная за весь жизненный цикл объекта генерации [27]

Как видно из рисунка, основные затраты приходятся на топливо (68,5 %). Следовательно, на ранних стадиях проектирования в качестве глобального критерия может быть выбран любой параметр, качественно отражающий будущие расходы на топливо. Простой перебор возможных решений позволяет уже на самых ранних стадиях в принимаемые решения вводить отдельные корректировки, которые будут благотворно сказываться на последующих итерациях, когда функция цели будет учитывать большее количество параметров.

Себестоимость электроэнергии, как глобальный критерий оптимальности, может быть выражен следующим образом:

$$C_{ээ} = \sum(K, U, C_T, D) \quad (4.3)$$

где $C_{ээ}$ – себестоимость электроэнергии, рассчитанная за весь жизненный цикл объекта генерации, K – составляющая на капитальные затраты, U – составляющая на эксплуатацию и техобслуживание, C_T – топливная составляющая, D – составляющая вывода из эксплуатации.

Рассматривая себестоимость электроэнергии, вырабатываемой за какой-то период времени, например за год, параметр D , соответственно, исключается из

рассмотрения. На стадии технического предложения помимо составляющей вывода из эксплуатации, также не учитываются составляющие K и U в связи с отсутствием объективной информации, которую можно получить только на поздних стадиях проектирования.

Таким образом, на ранней стадии, стадии технического предложения нового генерирующего оборудования, реально могут быть учтены только параметры, связанные с топливной составляющей себестоимости энергии. Такими параметрами можно принять:

1) коэффициент использования тепла топлива (КИТТ):

$$\text{КИТТ} = (N_{\text{э}} + Q_{\text{теп}}) / G_{\text{т}} \cdot H_{\text{и}}, \quad (4.4)$$

где $N_{\text{э}}$ – мощность, выдаваемая в электросеть; $Q_{\text{теп}}$ – мощность, выдаваемая в теплосеть; $G_{\text{т}}$ – расход топлива; $H_{\text{и}}$ – теплотворная способность топлива.

2) КПД по отпуску электроэнергии, как частный случай работы электростанции, когда вырабатывается только электроэнергия:

$$\eta_{\text{э}} = N_{\text{э}} / G_{\text{т}} \cdot H_{\text{и}} \quad (4.5)$$

Таким образом, если планируется генерация только электричества, то в качестве критерия оптимальности может быть использован КПД по отпуску электроэнергии, а если речь идет о совместном производстве тепла и электричества, то более представительным критерием будет КИТТ. По сути, когда генерации тепла нет, КПД и КИТТ становятся идентичными величинами.

В общем случае решается задача на минимизацию топливной составляющей себестоимости электроэнергии:

$$C_{\text{т}}(\bar{X}_j) \rightarrow \min, \quad (4.6)$$

где \bar{X}_j – вектор оптимизируемых параметров.

В дальнейшем, на следующих итерациях, с появлением новой информации функция цели будет корректироваться с учетом новых показателей на основании математического описания взаимосвязи между целевой функцией и выбираемым параметром.

Работы по созданию БКПГУ находятся на самой ранней стадии. Эта технология принципиально новая и требует проверки на пилотных образцах. Для разработки технического предложения необходимо выбрать оптимальные параметры термодинамического цикла на основе разработанных концептуальных подходов к параметрической оптимизации принципиально новых схемных решений.

4.1. Выводы по главе 4

1. Разработана концепция поиска оптимальных термодинамических параметров новых энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ.

2. При выборе параметров энергетических установок принципиально новых схемных решений целесообразно использовать итерационный подход. При этом итерации увязываются с этапами проектирования. В зависимости от объема располагаемой информации на каждой итерации может корректироваться функция цели.

3. На стадии технического предложения нового генерирующего оборудования, реально могут быть учтены только параметры, связанные с топливной составляющей себестоимости энергии. Такими параметрами можно принять КИТТ (если энергоустановка работает в режиме совместной выработки тепловой и электрической энергии) и КПД по отпуску электроэнергии (если энергоустановка работает в режиме выработки только электроэнергии).

ГЛАВА 5. ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПИЛОТНОЙ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

5.1. Обоснование выбора оптимальных параметров пилотного опытного образца бескомпрессорной парогазовой установки

Как и любая новая энергоустановка, БКПГУ требует экспериментальной апробации научно-технических решений на пилотном опытном образце для подтверждения работоспособности и производительности цикла. Разработка технического предложения опытной электростанции с использованием цикла БКПГУ являлась одним из этапов исследований, проведенных в рамках работ по гранту РФФИ (проект № 19-19-00558).

Создание пилотной опытно-промышленной электростанции на базе цикла БКПГУ является следующим этапом НИОКР после завершения этапа термодинамического исследования. Опытный образец БКПГУ позволит провести всестороннюю проверку разработки, освоить технологии, отладить технические решения и получить опыт эксплуатации. Ведется поиск источников финансирования пилотного проекта, и устанавливаются научно-технические контакты с российскими передовыми энергетическими и нефтехимическими компаниями. Потенциально заинтересованные компании должны быть уверены в целесообразности данного проекта как с точки зрения технической, так и с точки зрения технико-экономической эффективности. Соответственно в рамках разработки технического предложения пилотного проекта необходимо выбрать параметры энергоустановки, обеспечивающие наилучшим образом подтверждение достижения ее конкурентоспособности по множеству критериев эффективности (энергетическим, экономическим, экологическим). Таким образом, выбор оптимальных параметров пилотной БКПГУ является многокритериальной задачей. На ранней стадии проектирования принимать

решения приходится в условиях неопределенности, и решить такую задачу стандартными методами не представляется возможным. Поэтому выбор оптимальных параметров осуществляется с применением экспертного подхода. Учитывается, что выбираемые оптимальные параметры должны коррелироваться с параметрами будущих промышленных энергоустановок, реализованных по бескомпрессорному циклу.

Очень важно осуществить выбор мощности пилотного образца БКПГУ, удовлетворяющий наилучшим образом условиям поставленной задачи. В качестве номинального режима¹ БКПГУ принят режим максимальной длительной мощности в условиях по ГОСТ Р 52200-2004 ($t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 101,3\text{ кПа}$, $\varphi = 60\%$) [1]. На выбор номинальной электрической мощности влияют такие факторы, как финансовые затраты на осуществление проекта и сопутствующие риски. Если номинальная мощность пилотного образца БКПГУ будет на уровне 60 МВт, то удельные капитальные затраты (УКЗ) будут близки к УКЗ на строительство традиционной ПГУ такой же мощности. При уменьшении мощности УКЗ растут почти обратно пропорционально мощности. Выбор большой номинальной мощности связан с большими финансовыми затратами, а, следовательно, и с большими рисками. Таким образом, в качестве номинальной электрической мощности было рекомендовано выбрать величину 60 МВт. Такое решение хорошо коррелируется с выбором мощности действующих пилотных установок на базе кислородно-топливной технологии (цикла Аллама – 50 МВт [30] и цикла CES – 50 МВт [33]), что подтверждает правильность выбранных решений.

Поскольку рассматривается применение БКПГУ для совместного производства электричества и тепла, помимо электрической мощности важно выбрать номинальную и максимальную тепловую мощность опытного образца. Выбор номинальной тепловой мощности связан с выбранным номинальным режимом, при температуре наружного воздуха $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$, когда вырабатываемое тепло расходуется только на горячее водоснабжение. По статистическим данным соотношение электрической и тепловой мощности, требуемой для горячего

¹ здесь и далее, под номинальным режимом будем понимать режим максимальной длительной мощности

водоснабжения, составляет 40%. Также исходя из статистики потребления тепловой мощности, величина мощности, требуемой для горячего водоснабжения, составляет 20% от максимальной тепловой мощности. Таким образом, на экспертной основе в качестве номинальной тепловой мощности было рекомендовано выбрать величину 24 МВт, а в качестве максимальной тепловой мощности – 130 МВт.

БКПГУ может работать как в режиме производства совместной выработки электрической и тепловой энергии, так и в режиме выработки только электричества. Соответственно в качестве критерия эффективности, наилучшим образом характеризующим топливную экономичность установки на различных эксплуатационных режимах, может выступать КИТТ (КПД по отпуску электроэнергии, в частном случае). Основные параметры, оказывающие наиболее существенное влияние на значение КИТТ: начальные параметры цикла (температура и давление на входе в турбину), степень понижения давления в турбине и соотношение расходов, подаваемых в камеру сгорания $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$.

Температура рабочего тела на входе в турбину, T_0 – один из важнейших параметров, оказывающих влияние на тепловую эффективность установки. При уровне математического описания БКПГУ, соответствующего ранним стадиям проектных работ, зависимость КИТТ от температуры рабочего тела на входе в турбину носит монотонный характер. С ростом температуры КИТТ монотонно растет. Поэтому температуру на входе в турбину рекомендуется выбирать максимально возможной, которую можно технически реализовать без чрезмерных затрат. По экспертной оценке, такая температура составляет 1373 К.

Для оценки влияния оставшихся параметров на величину КИТТ требуется использование математической модели, описывающей работу БКПГУ (описание ММ дано в главе 3 данной работы).

Таким образом, в качестве критерия оптимальности принимается КИТТ (КПД по отпуску электроэнергии, как частный случай). Вектор принимаемых решений \bar{X} представляется следующими величинами: номинальная электрическая мощность, номинальная и максимальная тепловая мощность, начальные

параметры цикла (температура и давление на входе в турбину), степень понижения давления в турбине, соотношение расходов, подаваемых в камеру сгорания $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$. Целевая функция, выраженная через интегральные параметры, представляется в виде:

$$Z_{33} = \frac{Z_{27} + Z_7}{B_{69}} \quad (5.1)$$

и

$$Z_{28} = \frac{Z_{27}}{B_{69}}, \quad (5.2)$$

где Z_{33} – массив КИТТ; Z_{28} – массив КПД по отпуску электроэнергии; Z_{27} – массив мощности, выдаваемой в электросеть; Z_7 – массив мощности, выдаваемой в теплосеть; B_{69} – компонент вектора \bar{X} , соответствующий высшей теплотворной способности топлива.

В вектор \bar{X} также входят характерные показатели отдельных частей разрабатываемой электростанции. На стадии технического предложения, знаний об отдельных компонентах электростанции крайне мало, особенно если речь идет об их влиянии на будущую себестоимость производства энергии. Есть качественные взаимосвязи. Например, если взять какой-нибудь теплообменный аппарат, то очевидно, что чем выше тепловая эффективность и чем меньше гидравлические потери, вносимые этим аппаратом, тем выше будет эффективность термодинамического цикла, сам такой аппарат будет иметь большие массогабаритные показатели и будет дороже. Для проведения оптимизационных расчетов необходимо наполнить математическую модель БКПГУ конкретной информацией об элементной базе. Необходимо определить показатели отдельных элементов. На стадии технического предложения рекомендовано задаться показателями отдельных элементов на экспертной основе. Численные величины этих показателей приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Технические решения, принятые на экспертной основе

Наименование компоненты	Величина, характеризующая эффективность		
Турбомашины	Адиабатный КПД, $\eta_{ад}$		
Турбина	0,9		
Компрессор CO ₂	0,85		
Теплообменное оборудование	Тепловая эффективность	Коэффициент гидравлического сопротивления	
	θ	v_r Горячий теплоноситель	v_x Холодный теплоноситель
Рекуператор CO ₂	0,9	0,97	0,95
Рекуператор H ₂ O	0,9	0,97	0,95
Контактный конденсатор низкого давления первая секция	0,95	0,97	0,9
Контактный конденсатор низкого давления вторая секция	0,95	0,97	0,9
Контактный конденсатор высокого давления	0,95	0,97	0,9
Подогреватель CO ₂	0,9	0,95	0,95
Подогреватель кислорода	0,9	0,95	0,95
Подогреватель топлива	0,9	0,95	0,95
Утилизатор холода кислорода	0,95	0,95	0,95
Утилизатор холода топлива	0,95	0,95	0,95
Подогреватель сетевой воды	0,95	0,95	0,95
Трубопроводы и арматура	Коэффициент восстановления полного давления		
Трубопроводы и арматура CO ₂	0,95		
Форсунки CO ₂	0,9		
Трубопроводы и арматура H ₂ O	0,95		
Форсунки H ₂ O	0,9		
Трубопроводы и арматура кислорода	0,95		
Форсунки кислорода	0,9		
Трубопроводы и арматура топлива	0,95		
Форсунки топлива	0,9		

Продолжение таблицы 5.1

Насосное оборудование	Коэффициент полезного действия
Насос питательной воды	0,8
Насос CO ₂	0,8
Насос кислорода	0,8
Насос топлива	0,8
Насос внутреннего циркуляционного контура низкого давления	0,8
Насос внутреннего циркуляционного контура высокого давления	0,8
Насос сетевой воды	0,8
Комплексы	
Энергозатраты на производство кислорода, кДж/кг	900
Коэффициент эффективности холодильной машины ожижителя CO ₂	0,65

На последующих стадиях проектирования, когда будут разрабатываться детально эти компоненты электростанции, все характеризующие их показатели будут уточняться.

Таким образом, задача сведена к зависимости функции цели от начального давления, степени расширения в турбине и соотношения расходов углекислого газа и водяного пара.

Аналізу для выбора начального давления цикла P_0 было уделено отдельное внимание. Ряд выполненных расчетов показал, что при прочих равных условиях начальное давление цикла очень незначительно влияют и на КПД и на КИТТ электростанции. Начальное давление цикла не оказывает существенного влияния на показатели тепловой экономичности, поскольку для цикла важно не абсолютное давление, а степень повышения/понижения давления. В то же время, при равных размерах проточной части турбины, мощность будет пропорциональна давлению. Потому, повышая давление, можно будет уменьшить удельную металлоемкость энергетической установки. Зависимость КПД и КИТТ

от начального давления цикла показана на рис. 5.1.

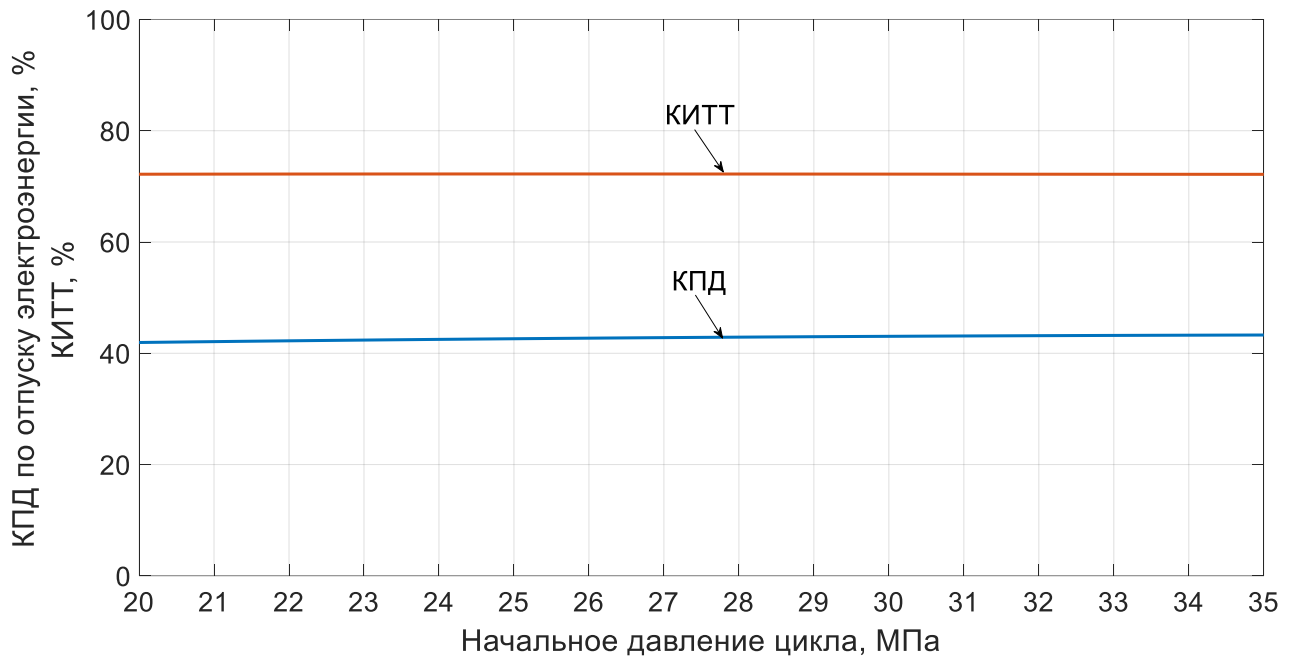


Рис. 5.1. Зависимость КПД и КИТТ от начального давления цикла

Как видно, давление рабочего тела на входе в турбину не оказывает существенного влияния на тепловую эффективность. Поэтому при выборе оптимального давления на входе в турбину целесообразно руководствоваться не критериями топливной экономичности, а технологичностью и металлоемкостью энергетической установки. С повышением давления будет расти плотность рабочего тела, и, соответственно будут уменьшаться размеры проточной части. С другой стороны, высокое давление влечет за собой большие силовые факторы, действующие на элементы конструкции. Эти силовые факторы приводят к увеличению несущих сечений, особенно толщин стенок корпусов. В результате, оптимальное давление на входе в турбину будет зависеть от конкретных конструкторских решений. На выбор начального давления цикла, очевидно, будут оказывать факторы, в первую очередь, связанные с технической реализуемостью и себестоимостью изготовления оборудования. Поэтому начальное давление выбрано также на экспертной основе (30 МПа).

Размерность вектора принимаемых решений, по которым ведется поиск,

сократилась до двух величин (степени понижения давления в турбине и соотношения расходов, подаваемых в камеру сгорания $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$). Таким образом, вектор \bar{X} сведен к двум переменным – степени понижения давления в турбине π_T и соотношению расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ ($G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$), подаваемых в камеру сгорания. Это те величины, которые будут варьироваться в процессе оптимизации.

Таким образом, с использованием разработанного концептуального подхода к системному анализу проведены оптимизационные исследования пилотной электростанции, реализованной по циклу БКПГУ, на стадии технического предложения. Для этих исследований используется разработанная комплексная математическая модель БКПГУ и реализованный на ее основе программный комплекс.

5.2. Анализ результатов расчета

Был выполнен комплекс вариантных расчетов исследуемой БКПГУ. Область исследования определялась границами изменения оптимизируемых параметров: $\pi_T = 10 - 100$ с интервалом 10; $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 0,1 - 10$ с интервалом 0,2. На рис. 5.2 и 5.3 показаны соответственно зависимость КИТТ и зависимость КПД от степени понижения давления в турбине и соотношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$.

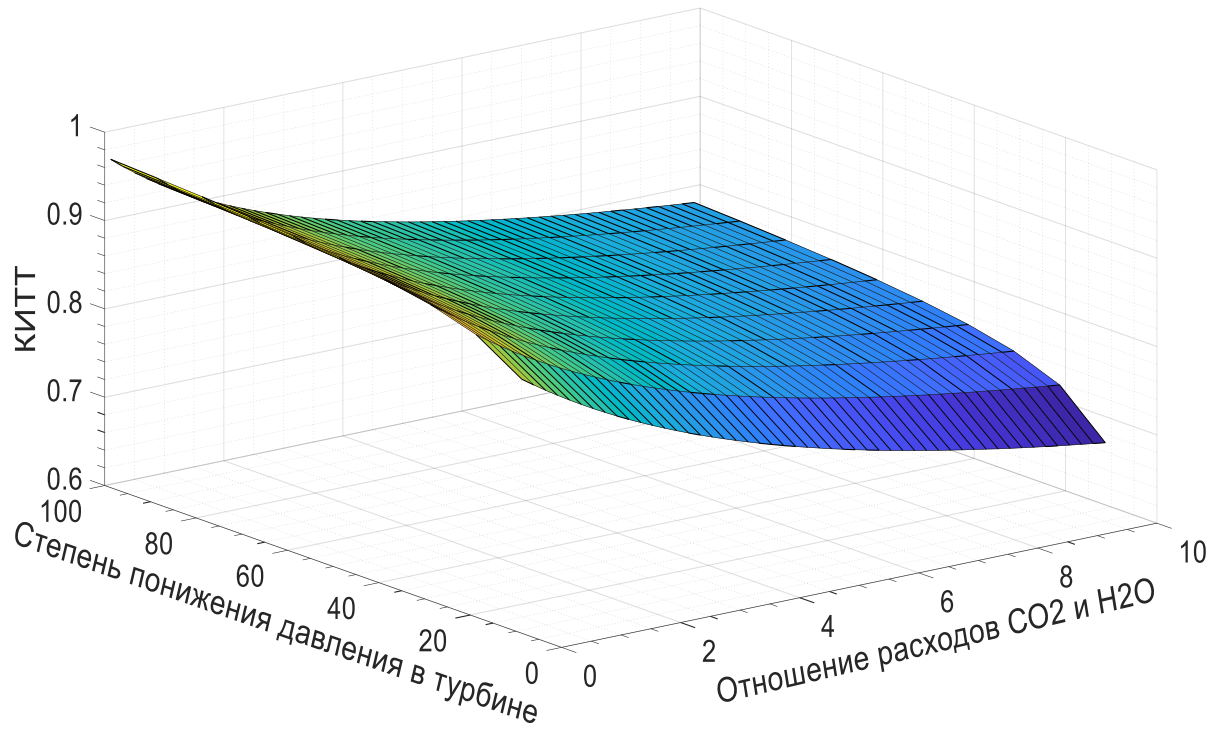


Рис. 5.2. Зависимость КИТТ от степени понижения давления в турбине и соотношения расходов CO₂/H₂O

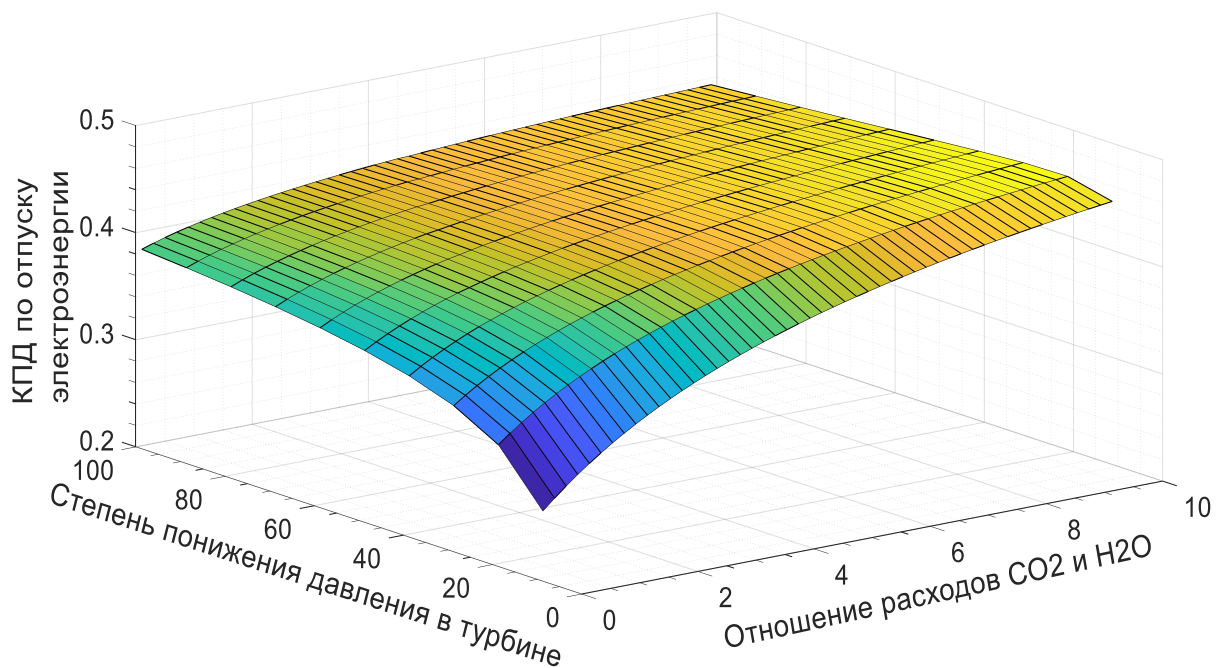


Рис. 5.3. Зависимость КПД по отпуску электроэнергии от степени понижения давления в турбине и соотношения расходов CO₂/H₂O

Зависимость КПД по отпуску электроэнергии от степени понижения давления имеет экстремум при высоких соотношениях расходов CO₂/H₂O.

Значения степени понижения давления, соответствующие максимальным значениям КПД по отпуску электроэнергии, зависят от отношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$. При увеличении этого отношения степень понижения давления, соответствующая максимальному КПД, уменьшается и при самом большом отношении находится в пределах 15 – 25. В очень широком диапазоне зависимость КПД от степени понижения давления в турбине пологая, поэтому при выборе оптимального значения, кроме КПД целесообразно учитывать ряд других факторов. Следует учитывать, что с повышением степени понижения давления в турбине требуется увеличение количества ступеней. При этом турбина усложняется и становится дороже. С другой стороны, чем меньше степень понижения давления в турбине, тем выше температура рабочего тела на выходе из турбины. Учитывая то, что сразу после турбины рабочее тело направляется в теплообменные аппараты, для этих теплообменных аппаратов потребуются очень дорогие материалы.

Соотношение расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ оказывает разнонаправленное влияние на КПД и КИТТ. Наибольшие КПД по отпуску электроэнергии достигаются при наибольших отношениях $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$, тогда как наибольшие значения КИТТ достигаются при минимальных отношениях $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$.

Расчеты показали, что степень понижения давления в турбине и соотношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$, существенно влияют на соотношение генерируемых тепла и электричества, что отражено на рис. 5.4.

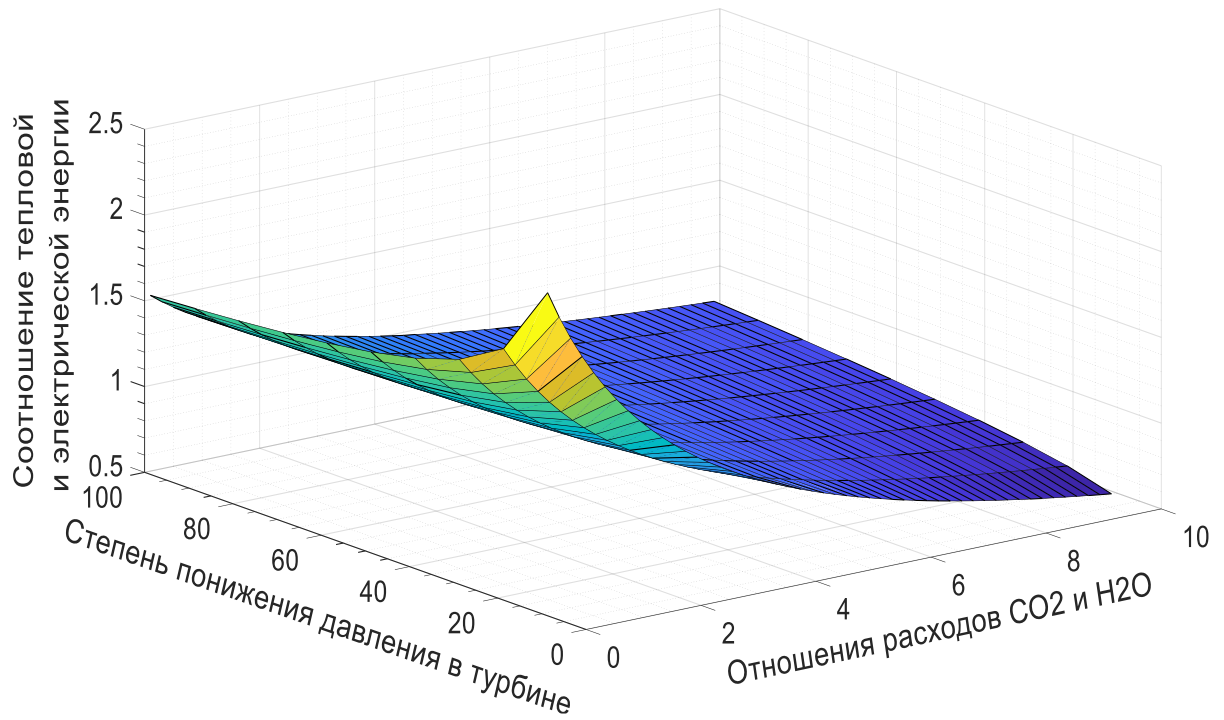


Рис. 5.4. Зависимость соотношения тепловой и электрической энергии от степени понижения давления в турбине и соотношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$

Особенно сильное влияние оказывает соотношение $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$. При изменении этого отношения от 0,1 до 10, при прочих равных условиях, соотношение генерируемых тепла и электричества может изменяться более чем в четыре раза.

На рис. 5.5 показана зависимость КИТТ от степени понижения давления в турбине при различных отношениях тепла и электричества.

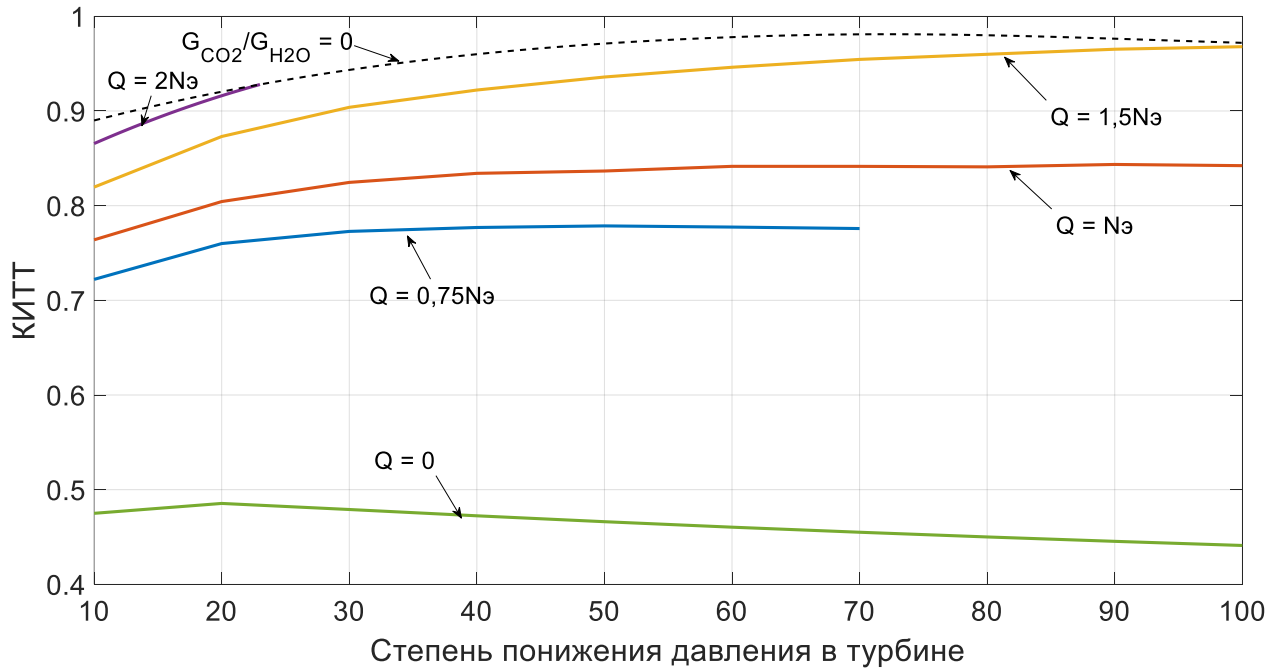


Рис. 5.5. Зависимость КИТТ от степени понижения давления в турбине при различных отношениях тепла Q и электричества $Nэ$

При генерации только электроэнергии, т.е. при $Q = 0$, максимальное значение КИТТ (КПД) достигается при степени понижения давления в турбине в районе 20. При совместной генерации тепла и электричества с относительным увеличением генерируемого тепла степень понижения давления в турбине, при которой достигается максимальный КИТТ, растет. Но при степенях понижения давления в турбине выше 40, почти во всей исследованной области прирост КИТТ носит символический характер. Учитывая то, что создаваемая электростанция может работать как в режиме совместного производства тепла и электричества, так и в режиме генерации только электричества, в качестве номинальной целесообразно выбрать степень понижения давления в турбине, равной 32.

Проведенные исследования показали, что оптимальное соотношение расходов CO_2/H_2O зависит, в первую очередь, от соотношения выдаваемых в сеть Q и $Nэ$. Потребители тепла и электричества работают независимо, и поэтому соотношение требуемой тепловой и электрической энергии – величина переменная во времени. Для генерирующего объекта крайне важно иметь возможность независимого регулирования тепла и электричества. При

проектировании БКПГУ целесообразно закладывать в конструкцию возможность независимого регулирования подачи CO_2 и H_2O в камеру сгорания, что позволит независимо регулировать производство электрической энергии и тепла с высокими значениями КИТТ.

Тепловой расчет с рекомендованными к выбору параметрами термодинамического цикла показал, что цикл БКПГУ дает возможность достичь высоких показателей топливной экономичности. Результаты оптимизации энергоустановки с рекомендованными параметрами цикла приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты оптимизации энергоустановки с рекомендованными параметрами цикла

Рекомендованные параметры цикла		
Наименование	Значения	
	Номинальный режим	Режим максимальной тепловой мощности
Электрическая мощность, МВт	60	60
Тепловая мощность, МВт	24	130
Начальное давление, МПа	30	30
Степень расширения в турбине	32	32
Отношение расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$	10	0,1
Результаты оптимизации энергоустановки		
Показатель (критерий эффективности)	Значения	
	Номинальный режим	Режим максимальной тепловой мощности
КИТТ (нетто), %	67,9 (75,4*)	91,2
КПД (нетто), %	45,5 (50,5*)	

* величина, отнесенная к низшей теплотворной способности

КПД по отпуску электроэнергии в своем наибольшем значении достигает 45,5% (50,5%) с учетом расхода на собственные нужды. При совместном

производстве тепла и электричества КИТТ сильно зависит от соотношения генерируемой тепловой и электрической энергии. Когда режим летний (тепло подается только на горячее водоснабжение, приблизительно 20% от общей генерируемой энергии), величина КИТТ составляет 67,9% (75,4%). При работе энергоустановки в режиме максимальной тепловой мощности значение КИТТ может достигать 91,2%. Такие показатели находятся на уровне лучших образцов генерирующего оборудования при производстве только электричества и существенно превосходят их при совместном производстве тепловой и электрической энергии.

Начальная температура цикла принята на экспертной основе, но важно иметь представление, как она влияет на КПД цикла. С этой целью был проведен вариант расчета при температуре рабочего тела на входе в турбину, равной 1473 К. По полученным массивам построена зависимость вида $\eta_{э} = f(G_{CO_2}/G_{H_2O}, \pi_T)$ и проведен сравнительный анализ влияния начальной температуры на КПД. На рис. 5.6 показано, как изменяется КПД по отпуску электроэнергии при повышении температуры рабочего тела перед турбиной.

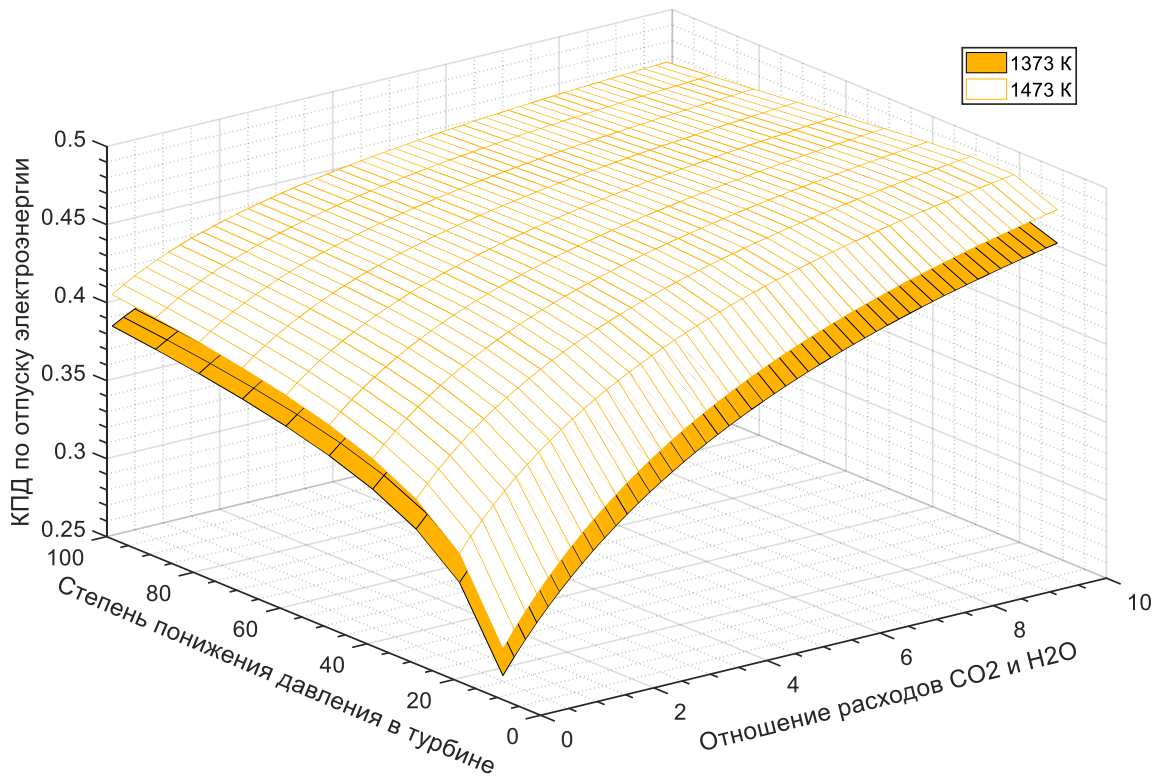


Рис. 5.6. Сопоставление зависимостей КПД по отпуску электроэнергии при разных температурах рабочего тела на входе в турбину (1373 и 1473 К) от степени понижения давления в турбине и соотношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$

При повышении температуры рабочего тела на входе в турбину с 1373 К до 1473 К наблюдается существенный рост КПД. Как в любом термодинамическом цикле температура горячего источника или температура рабочего тела на входе в турбину является одним из основных параметров, определяющих КПД цикла. При постоянных степени понижения давления и отношении расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$, увеличение температуры рабочего тела на входе в турбину на 100 К повышает КПД по отпуску электроэнергии на 5,5-6,5% (относительных). Это говорит о том, что, так же как в традиционных газотурбинных установках, развитие БКПГУ будет неразрывно связано с поиском путей повышения температуры рабочего тела на входе в турбину.

Стоит отметить, что значения КПД по отпуску электроэнергии получены с учетом расхода энергии на собственные нужды. Оценить потребление энергии на собственные нужды БКПГУ можно на рис. 5.7.

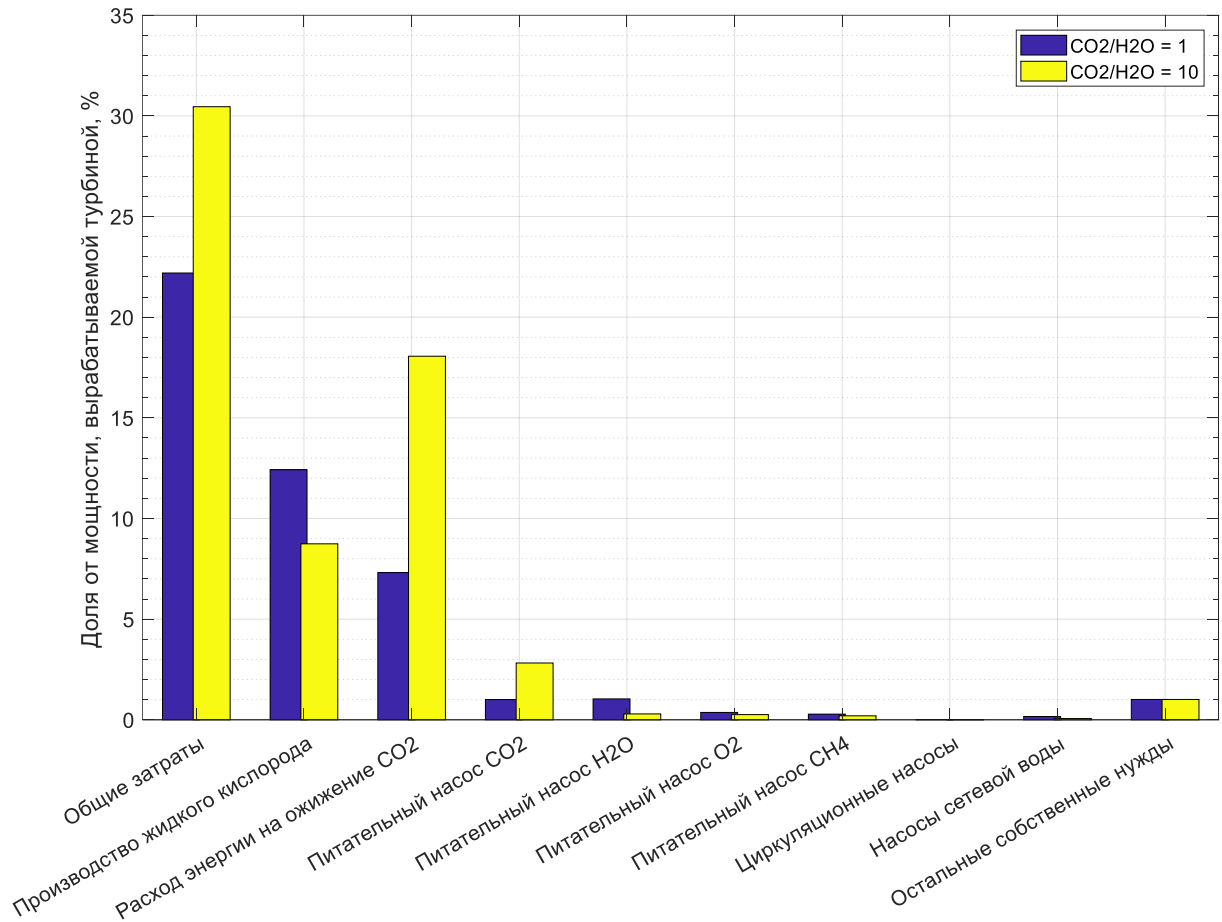


Рис. 5.7. Структура потребления энергии на собственные нужды при степени понижения давления в турбине $\pi_T=30$ и соотношении расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}=1$ и 10

Структура потребления энергии на собственные нужды зависит от отношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$. Чем больше $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$, тем больше энергии тратится на охлаждение CO_2 . Так, при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 1$ на охлаждение CO_2 тратится чуть более 7%, а при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 10$ до 18% от произведенной турбиной энергии. Доля энергии, расходуемая на производство жидкого кислорода, изменяется в меньших пределах и составляет 12,5% при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 1$ и около 9% при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 10$. Расход энергии на привод различных насосов незначителен и в сумме не превышает 4%.

5.3. Выводы по главе 5

1. Выполненные оптимизационные работы позволили дать следующие рекомендации по выбору параметров пилотной опытно-промышленной установки БКПГУ: номинальная электрическая мощность установки 60 МВт; номинальная тепловая мощность 24 МВт; максимальная тепловая мощность 130 МВт; температура рабочего тела на входе в турбину 1373 К; давление рабочего тела на входе в турбину 30 МПа; степень понижения давления в турбине 32.

2. Соотношение расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ зависит, в первую очередь, от соотношения выдаваемых в сеть электрической и тепловой энергии. Наибольшие КПД по отпуску электроэнергии достигаются при наибольших отношениях $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$, тогда как наибольшие значения КИТТ достигаются при минимальных отношениях $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$. В рассматриваемом диапазоне – это $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 10$ и $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 0,1$ соответственно.

3. Рекомендованным к выбору термодинамическим параметрам соответствуют следующие показатели термодинамической эффективности: КПД при производстве только электроэнергии – 45,5% (50,5%); коэффициент полезного использования тепла топлива при совместном производстве тепла и электричества – 91,2%. При производстве только электричества эти показатели не уступают лучшим образцам ПГУ соответствующей мощности и существенно превосходят их при совместном производстве тепла и электричества.

4. При постоянных степени понижения давления и отношении расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$, увеличение температуры рабочего тела на входе в турбину на 100 К повышает КПД по отпуску электроэнергии на 5,5-6,5% (относительных). Это говорит о том, что, так же как в традиционных газотурбинных установках, развитие БКПГУ будет неразрывно связано с поиском путей повышения температуры рабочего тела на входе в турбину.

5. Структура потребления энергии на собственные нужды зависит от отношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$. Чем больше $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$, тем больше энергии тратится на ожижение CO_2 . Так, при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 1$ на ожижение CO_2 тратится

чуть более 7%, а при $G_{CO_2}/G_{H_2O} = 10$ до 18% от произведенной турбиной энергии. Доля энергии, расходуемая на производство жидкого кислорода, изменяется в меньших пределах и составляет 12,5 % при $G_{CO_2}/G_{H_2O} = 1$ и около 9% при $G_{CO_2}/G_{H_2O} = 10$. Расход энергии на привод различных насосов незначителен и в сумме не превышает 4%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках диссертационной работы была достигнута цель исследования, решены все поставленные задачи и получены следующие результаты.

1. Проведен анализ тенденций развития теплоэнергетической отрасли на современном этапе, когда одной из приоритетных задач является переход на технологии с «нулевым углеродным следом». Проведенный анализ показал, что разработка метода системного анализа термодинамических параметров энергетических комплексов на базе цикла БКПГУ является новой актуальной задачей.

2. Разработан способ представления термодинамических свойств чистых веществ в виде электронных таблиц. Этот способ обеспечивает приемлемую для поставленной задачи точность и обеспечивает минимальное время вычислительных процессов, что особенно важно для определения свойств в итерационных процессах. Разработанный способ реализован в программно-вычислительных модулях.

3. Выполнен анализ точности соответствия разработанных электронных таблиц эталонным величинам. Расхождение результатов в широком диапазоне менее 1%. В районе критической точки (узкая область в непосредственной близости критической точки) расхождение увеличивается до 3-5%, что считается приемлемым, учитывая характер изменения свойств в этой области.

4. Разработан способ представления термодинамических свойств рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ. Допущения, принятые в этом способе, приемлемы для решаемых задач. Разработанный способ реализован в программно-вычислительных модулях.

5. Разработан способ описания термодинамических процессов рабочего тела, состоящего из изменяющейся смеси чистых веществ. Разработанный способ реализован в программно-вычислительных модулях.

6. Разработанные программно-вычислительные модули, в первую очередь, предназначены для работы в составе вычислительных комплексов,

моделирующих энергетические установки, выполненные по кислородно-топливной технологии. Но, кроме этого, они могут быть эффективно использованы там, где рабочее тело не может быть описано как идеальный газ.

7. Разработана математическая модель новых энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ. Разработанная математическая модель реализована в виде программно-вычислительного комплекса.

8. Разработана концепция поиска оптимальных термодинамических параметров новых энергетических комплексов, базирующихся на цикле БКПГУ.

9. Выполненные оптимизационные работы позволили дать следующие рекомендации по выбору параметров пилотной опытно-промышленной установки БКПГУ: номинальная электрическая мощность установки 60 МВт; номинальная тепловая мощность 24 МВт; максимальная тепловая мощность 130 МВт; температура рабочего тела на входе в турбину 1373 К; давление рабочего тела на входе в турбину 30 МПа; степень понижения давления в турбине 32.

10. Соотношение расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ зависит, в первую очередь, от соотношения выдаваемых в сеть электрической и тепловой энергии. Наибольшие КПД по отпуску электроэнергии достигаются при наибольших отношениях $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$, тогда как наибольшие значения КИТТ достигаются при минимальных отношениях $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$. В рассматриваемом диапазоне – это $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 10$ и $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 0,1$ соответственно.

11. Рекомендованным к выбору термодинамическим параметрам соответствуют следующие показатели термодинамической эффективности: КПД при производстве только электроэнергии – 45,5% (50,5%); коэффициент полезного использования тепла топлива при совместном производстве тепла и электричества – 91,2 %. При производстве только электричества эти показатели не уступают лучшим образцам ПГУ соответствующей мощности и существенно превосходят их при совместном производстве тепла и электричества.

12. При постоянных степени понижения давления и отношении расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$, увеличение температуры рабочего тела на входе в турбину на 100 К повышает КПД по отпуску электроэнергии на 5,5-6,5 % (относительных). Это

говорит о том, что, так же как в традиционных газотурбинных установках, развитие БКПГУ будет неразрывно связано с поиском путей повышения температуры рабочего тела на входе в турбину.

13. Структура потребления энергии на собственные нужды зависит от отношения расходов $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$. Чем больше $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}}$, тем больше энергии тратится на ожижение CO_2 . Так, при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 1$ на ожижение CO_2 тратится чуть более 7%, а при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 10$ до 18% от произведенной турбиной энергии. Доля энергии, расходуемая на производство жидкого кислорода, изменяется в меньших пределах и составляет 12,5 % при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 1$ и около 9% при $G_{\text{CO}_2}/G_{\text{H}_2\text{O}} = 10$. Расход энергии на привод различных насосов незначителен и в сумме не превышает 4%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 52200-2004. Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели. – М.: Госстандарт России. – 7 с.
2. Алтунин В.В. Теплофизические свойства двуокиси углерода: монография / В.В. Алтунин. – М.: Издательство стандартов, 1975, с. 546.
3. Горюнов И.М. Направления развития современных математических моделей рабочих процессов газотурбинных двигателей [Электронный ресурс] / И.М. Горюнов, О.И. Болдырев // Современные проблемы науки и образования. – 2011. – № 6. – 7 с. – Режим доступа: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=5180> (дата обращения 19.01.2019).
4. Горюнов И.М. Система моделирования тепловых схем энергетических установок / И.М. Горюнов, Ю.С. Курунов // Докл. междунар. науч.-техн. конф., посв. памяти ген. констр. аэрокосмич. тех-ки Н.Д. Кузнецова. – Самара: СГАУ, 2001. – Ч. 3. – С. 27-31.
5. Горюнов И.М. Термогазодинамические расчеты ГТД и теплоэнергетических установок с использованием системы DVIGwT / И.М. Горюнов // Вестник Уфимского гос. авиац. техн. ун-та. 2006. Т. 7. №1. С. 61-70.
6. Единая энергетическая система России: промежуточные итоги / Информационный обзор, октябрь 2021 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2021/ups_review_1021.pdf (дата обращения: 05.12.2021).
7. Загорученко В.А. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана: монография / В. А. Загорученко, А. М. Журавлев; № 4. – М.: Издательство стандартов, 1969. – 236 с.
8. Зайченко В.М. Улавливание CO₂ на тепловых электростанциях как одно из главных направлений борьбы за снижение антропогенных выбросов диоксида углерода / В.М. Зайченко, В.Я. Штеренберг // Теплоэнергетика. 2019. № 6. с. 75-85.

9. Клер А.М. Угольная парогазовая установка с нагревом рабочего тела газотурбинного цикла в регенеративных теплообменниках периодического действия / А.М. Клер, Э.А. Тюрина, А.С. Медников // Известия Томского политехнического университета. 2013. – Т. 323. – № 4. – С. 75-80.

10. Косой А.С. Концептуальная схема парогазовой установки с полным улавливанием диоксида углерода из продуктов сгорания / А.С. Косой, Ю.А. Зейгарник, О.С. Попель, М.В. Синкевич, С.П. Филиппов, В.Я. Штеренберг // Теплоэнергетика. – 2018. – № 9. – С. 23-32.

11. Кузьмичев В.С. Методы и средства концептуального проектирования авиационных ГТД в САЕ-системе «АСТРА» / В.С. Кузьмичев, А.Ю. Ткаченко, В.Н. Рыбаков, И.Н. Крупенич, В.В. Кулагин // Вестник Самарск. гос. аэрокосм. ун-та. 2012. №5(36). Ч. 1. С. 169-173.

12. Кузьмичев В.С. Формирование виртуальной модели рабочего процесса газотурбинного двигателя в САЕ системе «АСТРА» [Электронный ресурс] / В.С. Кузьмичев, В.В. Кулагин, И.Н. Крупенич, А.Ю. Ткаченко, В.Н. Рыбаков // Электрон. журн. Труды МАИ. 2013. №67. С. 15. Режим доступа: <http://trudymai.ru/published.php?ID=41518> (дата обращения 17.01.2019).

13. Лещенко И.А. Опыт разработки и эксплуатации программного комплекса UNI_MM для выполнения термодинамических расчетов турбореактивных двухконтурных двигателей / И.А. Лещенко, Е.Ю. Марчуков, М.Ю. Вовк, А.А. Инюкин // Сборник докладов научно-технической конференции «Климовские чтения-2015: перспективные направления развития авиадвигателестроения». – СПб: Скиф- принт, 2015. – С. 33-44.

14. Мировая энергетика. Электроэнергетический комплекс России. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eeseaec.org/elektroenergeticeskij-kompleks-rossii> (дата обращения: 29.11.2021).

15. Мошкарин А.В. Программные комплексы по моделированию и расчету тепловых схем ТЭС, блочных и автономных испарительных установок /

Мошкарин А.В., Семашко В.А., Полежаев Е.В., Мошкарин А.А., Полежаев А.А., Алексеев Д.В. // Вестник ИГЭУ. – 2005. – № 1. – 5 с.

16. Ривкин С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник / С. Л. Ривкин, А. А. Александров; Ред. Гос. службой стандартных справочных данных. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.

17. Ромахова Г.А. Метод расчета потерь от охлаждения газовой турбины / Г.А. Ромахова // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2017. – Т. 23. – № 3. – С. 16-28.

18. Сарычев В. В. Термодинамические свойства кислорода: монография / В.В. Сарычев, А.А. Вассерман, А.Д. Козлов, Г.А. Спиридонов, В.А. Цымарный. – М.: Издательство стандартов, 1981. – 304 с.

19. Системный оператор единой энергетической системы России. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.sos-ops.ru/functioning/ees/ups2021/> (дата обращения 30.11.2021).

20. Смирнов Д.К. Программный комплекс визуального моделирования схем теплоэнергетических установок / Д.К. Смирнов, Н.Н. Галашов // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 4. – С. 36-40.

21. Способ и установка для выработки механической и тепловой энергии [Текст]: пат. 2665794 Рос. Федерация: МПК F02С 3/00 / Косой А.С., Косой А.А., Синкевич М.В., Антипов Ю.А.; заявитель и патентообладатель Объед. ин-т выс. темп-р РАН. N 2017131723; заявл. 11.09.2017; опубл. 04.09.2018, Бюл. № 25.

22. Способ и установка для выработки механической и тепловой энергии [Текст]: пат. 2651918 Рос. Федерация: МПК F02С 3/00 / Косой А.С., Попель О.С., Синкевич М.В.; заявитель и патентообладатель Объед. ин-т выс. темп-р Рос. акад. наук. – N 2017121199; заявл. 16.06.2017; опубл. 24.04.2018, Бюл. № 12.

23. Султанов М.Б. Методы создания интеллектуальной информационной системы поддержки принятия решений [Текст] // М.Б. Султанов // Современные технологии в энергетике: сб. докл. / под общ. ред. С.В. Сафронова. – М.: ОАО «ВТИ», 2018 – С. 15 – 20.

24. Тверской Ю.С. Математическая модель энергоблока ПГУ-325 и ее использование для расчета КПД установки / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев // Вестник ИГЭУ. – 2011. – № 5. – 8 с.

25. Технология улавливания и хранения двуокиси углерода / Специальный доклад МГЭИК. – 2005. – 66 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_spm_ts_ru-1.pdf (дата обращения: 10.12.2018).

26. Ткаченко А.Ю. Моделирование неустановившихся режимов работы газотурбинного двигателя в САЕ-системе «АСТРА» / А.Ю. Ткаченко, В.Н. Рыбаков // Проблемы и перспективы развития двигателестроения: материалы докладов междунар. науч.-техн. конф. 25-27 июня 2014г. – Самара: СГАУ, 2014. Ч. 1. С. 240.

27. Шульга И. Конкуренентоособенность атомных электростанций [Электронный ресурс] / И. Шульга // Атомный эксперт: обзор. – 2020. – №6. – Режим доступа: https://atomicexpert.com/competitiveness_of_nuclear_power_plants (дата обращения: 10.10.2021).

28. Экология и экономика: динамика загрязнения атмосферы страны в преддверии ратификации Парижского соглашения // Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики, выпуск № 52, август 2019 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/23713.pdf> (дата обращения: 16.12.2021).

29. 20 Years of Carbon Capture and Storage: Accelerating Future Deployment, OECD/IEA, Paris. 2016. 115 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-28794-20-years-carbon-capture-storage.pdf> (дата обращения 05.12.2018).

30. Allam, R. Demonstration of the Allam Cycle: An update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture / R. Allam, S. Martin, B. Forrest, J. Fetvedt, X. Lu, D. Freed, G. W. Brown Jr., T. Sasaki, M. Itoh, J. Manning // Energy Procedia. 2017. Vol. 114. pp. 5948–5966.

31. Allam, R.J. High efficiency and low cost of electricity generation from fossil fuels while eliminating atmospheric emissions, including carbon dioxide / R.J. Allam, M. R. Palmer, G. W. Brown Jr., J. Fetvedt, D. Freed, H. Nomoto, M. Itoh, N. Okita, C. Jones Jr. // *Energy Procedia*. – 2013. – Vol. 37. – pp. 1135 – 1149.

32. Anderson, R. Oxy-Fuel Gas Turbine, Gas Generator and Reheat Combustor Technology Development and Demonstration / R. Anderson, F. Viteri, R. Hollis, A. Keating, J. Shipper, G. Merrill, C. Schillig, S. Shinde, J. Downs, D. Davies, M. Harris // *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea, and Air. Volume 3: Controls, Diagnostics and Instrumentation; Cycle Innovations; Marine*. Glasgow, UK. June 14–18. – 2010. – pp. 733-743.

33. Anderson R. Oxy-fuel turbo machinery development for energy intensive industrial applications / R. Anderson, C. Hustad, P. Skutley, R. Hollis // *Energy Procedia*. – 2014. – Vol. 63. – pp. 511 – 523.

34. Apostolidis A. WebEngine: A Web-Based Gas Turbine Performance Simulation Tool / A. Apostolidis, S. Sampath, P. Laskaridis, R. Singh // *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2013*. San Antonio, Texas, USA, 3-7 June 2013. Vol. 4. V004T08A007.

35. Ashish B. Technology scouting - carbon capture: from today's to novel technologies / B. Ashish, P. Vivek, P. Shailesh, M. Sudipta // *Concawe Reports*, report no. 18/20. – 2020. – 232 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Rpt_20-18.pdf (дата обращения: 05.02.2022).

36. Bjerketvedt V.S. Optimal design and cost of ship-based CO₂ transport under uncertainties and fluctuations / V.S. Bjerketvedt, A. Tomasgard, S. Roussanaly // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2020. – Vol. 103. – 103190.

37. Bolland O. A thermodynamic comparison of the oxy-fuel power cycles water-cycle, Graz-cycle and Matiant cycle / O. Bolland, H.M. Kvamsdal, J.C. Boden // *Proceedings of the International Conference POWER Generation and Sustainable Development*. Association of Engineers from the Montefiore Electrical Institute (AIM), Liege, Belgium. – 2001. – 6 p.

38. Brandstein A. F100PW-229I Thermodynamic Model Simulation with “GASTURB 9” / A. Brandstein, Y. Nakash, Y. Efrati, D. Perel // 45th Israel Annual Conference on Aerospace Sciences. Tel Aviv, Israel 23-24 February 2005. Vol. 2. pp. 789-815.

39. Cao W. Exergy regeneration in an O₂/CO₂ gas turbine cycle with chemical recuperation by CO₂ reforming of methane / W. Cao, D. Zheng // Energy Conversion and Management. – 2006. – Vol. 47 (18 – 19). – pp. 3019 – 3030.

40. Carbon Capture and Storage. Progress and Next Steps: IEA/CSLF Report of the Muskoka 2010 G8 Summit. – 44 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/5701/iea-cslf-report-muskoka-2010-g8-summit.pdf> (дата обращения 27.11.2018).

41. CO₂ capture and storage: A Key Abatement Option, IEA/OECD, Paris. – 2008. – 266 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://iea.blob.core.windows.net/assets/7a2e4c6f-6cb3-4e40-9623-e1d61843c8ba/CCS_2008.pdf (дата обращения 12.11.2018).

42. Dahlquist A. Conceptual Thermodynamic Cycle and Aerodynamic Gas Turbine Design - on an Oxy-fuel Combined Cycle. – 2016. – 185 p.

43. Dalla Longa F. Integrated assessment projections for the impact of innovation on CCS deployment in Europe / F. Dalla Longa, R. Detz, B. van der Zwaan // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2020. – Vol. 103. – 103133.

44. DePlachett C.P. Application of the GECAT software for instruction in gas turbine propulsion analysis / C.P. DePlachett, R.A. Frederick // 36th AIAA/ASME/SAE/ASEE Joint Propulsion Conference and Exhibit. – Las Vegas, NV, U.S.A., 24 - 28 July 2000. – 3893.

45. Energy Technology Perspectives. Scenarios and Strategies to 2050, OECD/IEA, Paris. – 2008. – 646 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0e190efb-daec-4116-9ff7-ea097f649a77/etp2008.pdf> (дата обращения 19.11.2018).

46. Energy Technology Perspectives. Scenarios and Strategies to 2050, OECD/IEA, Paris. 2010. 710 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/04776631-ea93-4fea-b56d-2db821bdad10/etp2010.pdf> (дата обращения 23.11.2018).

47. EngineSim Version 1.8a [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.grc.nasa.gov/www/k-12/airplane/ngnsim.html> (дата обращения 11.01.2019).

48. Gao J.-h. Modeling and Simulation of an Aero Turbojet Engine with GasTurb / J.-h. Gao, Y.-y. Huang // 2011 International Conference on Intelligence Science and Information Engineering. – 2011. – pp. 295-298.

49. Gomes K.J. Performance, usage, and turbofan transient simulation comparisons between three commercial simulation tools / K.J. Gomes, K.C. Masiulaniec, A.A. Afjeh // Journal of Aircraft. – 2009. – Vol. 46. – № 2. – pp. 699-704.

50. Gou, C. An advanced oxy-fuel power cycle with high efficiency / C. Gou, R. Cai, H. Hong // Proc. Inst. Mech. Eng., Part A: Journal of Power and Energy. – 2006. – Vol. 220, № 4. – pp. 315 – 325.

51. Hill L.B. CO₂-EOR in China: A comparative review / L. B. Hill, X. Li, N. Wei // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2020. – Vol. 103. – 103173.

52. Kanniche M. Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture / M. Kanniche, R. Gros-Bonnivard, P. Jaud, J. Valle-Marcos, J. M. Amann, C. Bouallou // Appl. Therm. Eng. – 2010. – Vol. 30, № 1. – pp. 53–62.

53. Kim S. Gas Turbine Dynamic Simulation Using Simulink / S. Kim, P. Pilidis, J. Yin // Proceedings of the SAE Power Systems Conference P-359. – 2000. – 9 p.

54. Komaki A. Operation Experiences of Oxyfuel Power Plant in Callide Oxyfuel Project / A. Komaki, T. Gotou, T. Uchida, T. Yamada, T. Kiga, C. Spero // Energy Procedia. – 2014. – Vol. 63. – pp. 490 – 496.

55. Kong C. Steady-state and transient simulation of turboprop engine using SIMULINK model / C. Kong, H. Roh, K. Lim // Proceedings of the ASME Turbo Expo 2003, collocated with the 2003 International Joint Power Generation Conference. Volume 3: Turbo Expo 2003. – Atlanta, Georgia, USA, June 16–19, 2003. – pp. 151-161.

56. Kong C. Steady-state Performance Simulation of PT6A-62 Turboprop Engine Using SIMULINK / C. Kong, H. Roh // International Journal of Turbo and Jet Engines. – 2003. – Vol. 20. – pp.183-194.

57. Leeson D. A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources / D. Leeson, N. Mac Dowell, N. Shah, C. Petit, P.S. Fennell // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2017. – Vol. 61. – pp. 71 – 84.

58. Leonard M. The geopolitics of the European Green Deal / M. Leonard, J. Pisani-Ferry, J. Shapiro, S. Tagliapietra, G. Wolff // Policy Contribution. 2021. № 4. 23 p.

59. Liu M. Thermoeconomic analysis of a novel zero-CO₂-emission high-efficiency power cycle using LNG coldness / M. Liu, N. Lior, N. Zhang, W. Han // Energy Conversion and Management. – 2009. – Vol. 50, № 11. – pp. 2768 – 2781.

60. Luo C. Zero CO₂ emission SOLRGT system / C. Luo, N. Zhang // Energy. – 2012. – Vol. 45, № 1. – pp. 312 – 323.

61. Mathieu P. Sensitivity analysis of the MATIANT cycle / P. Mathieu, R. Nihart // Energy Convers. Manag. – 1999. – Vol. 40, № 15. – pp. 1687 – 1700.

62. Mathieu P. Towards the hydrogen era using near-zero CO₂ emissions energy systems / P. Mathieu // Energy. – 2004. – Vol. 29 (12 – 15). – pp. 1993 – 2002.

63. Mathieu P. Zero-Emission MATIANT Cycle / P. Mathieu, R. Nihart // ASME J. Eng. Gas Turbines Power. – 1999. – Vol. 121, № 1. – pp. 116–120.

64. Möller B.F. AZEP gas turbine combined cycle power plants – thermo-economic analysis / B.F. Möller, T. Torisson, M. Assadi, S.G. Sundkvist, M. Sjödin, K. Klang, K.I. sen, K. Wilhelmsen // Int. J. Thermodynamics. 2006. Vol. 9. № 1. pp. 21-28.

65. Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector, IEA, Paris, France. 2021. 224 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c->

10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (дата обращения: 12.11.2021).

66. NOAA Research News: Rise of carbon dioxide unabated, 4 июня 2020. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://research.noaa.gov/article/ArtMID/587/ArticleID/2636/Rise-of-carbon-dioxide-unabated> (дата обращения: 21.12.2021).

67. Numerical Propulsion System Simulation (NPSS) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.swri.org/npss/pdfs/what-is-npss.pdf> (дата обращения 15.01.2019).

68. Ogaji S. TERA - A Tool for Aero-engine Modelling and Management / S. Ogaji, P. Pilidis, R. Hales // Second World Congress on Engineering Asset Management and Fourth International Conference on Condition Monitoring. – Harrogate, UK, 11-14 June 2007. – 12 p.

69. Pilet J. Towards a fully coupled component zooming approach in engine performance simulation / J. Pilet, J. Lecordix, N. Garcia-Rosa, R. Bare`nes, G. Lavergne // Proceedings of the ASME 2011 Turbo Expo: Turbine Technical Conference and Exposition. Volume 1: Aircraft Engine; Ceramics; Coal, Biomass and Alternative Fuels; Wind Turbine Technology. Vancouver, British Columbia, Canada. June 6-10, 2011. pp. 287-299.

70. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law), COM/2020/80 final. – 46 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020PC0080&rid=1> (дата обращения: 12.03.2021).

71. Ramazanov E.R. A presentation method of the thermophysical properties of matter in the form of spreadsheets / E.R. Ramazanov, A.A. Kosoy, H. Khalife // J. Phys.: Conf. Ser. – 2020. – Vol. 1675. – 12094.

72. Ramazanov E.R. Modeling of thermodynamic processes using the properties of matter presented in the form of spreadsheets / E.R. Ramazanov, A.A. Kosoy // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 2057. – 012050.

73. Rúa J. Does CCS reduce power generation flexibility? A dynamic study of combined cycles with post-combustion CO₂ capture / J. Rúa, M. Bui, L.O. Nord, N. Mac Dowell // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2020. – Vol. 95. – 102984.

74. Sankar B. Aero-Thermodynamic Modelling and Gas Path Simulation for a Twin Spool Turbo Jet Engine / B. Sankar, T. Subramanian, B. Shah, V. Vanam, S. Jana, S. Ramamurthy, R. Satpathy, B. Sahoo, S. Yadav // Proceedings of the ASME 2013 Gas Turbine India Conference. – Bangalore, Karnataka, India. December 5–6, 2013. – V001T06A008.

75. Sanz W. A Further Step Towards a Graz Cycle Power Plant for CO₂ Capture / W. Sanz, H. Jericha, F. Luckel, E. Göttlich, F. Heitmeir // Proceedings of the ASME Turbo Expo 2005: Power for Land, Sea, and Air. Nevada, USA, June 6-9. – 2005. – pp. 181-190.

76. Sanz W. Thermodynamic and economic investigation of an improved Graz cycle power plant for CO₂ capture / W. Sanz, H. Jericha, M. Moser, F. Heitmeir // J. Eng. Gas Turbines Power. – 2005. – Vol. 127. – № 4. – pp. 765 – 772.

77. Shen J. Turbojet engine simulation using dymola / J. Shen, K.C. Masiulaniec, A.A. Afjeh // Collection of Technical Papers - AIAA/ASME/SAE/ASEE 42nd Joint Propulsion Conference. – 2006. – Vol. 6. – pp. 4760-4774.

78. Sieminski A. Annual Energy Outlook 2017: AEO2017 Rollout Presentation, IEA. – 2017. – 40 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.eia.gov/pressroom/presentations/sieminski_01052017.pdf (дата обращения: 25.10.2018).

79. Sinkevich M. Comparative analysis of the Allam cycle and the cycle of compressorless combined cycle gas turbine unit / M. Sinkevich, A. Kosoy, O. Popel // E3S Web of Conferences. – 2020. – Vol. 209. – 03023.

80. Sundkvist S.G. AZEP gas turbine combined cycle power plants – Thermal optimisation and LCA analysis / S.G. Sundkvist, K. Klang, M. Sjödin, K. Wilhelmsen, K. sen, A. Tintinelli, S. McCahey, H. Ye // Proceedings of Seventh International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-7, Vancouver, Canada. – 2005. – Vol. I. pp. 263 – 271.

81. Technology Roadmap - CO2 Capture and Storage, OECD/IEA, Paris. 2013. 63 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/bca6758e-9a74-4d2a-9c35-b324d81fc714/TechnologyRoadmapCarbonCaptureandStorage.pdf> (дата обращения 27.11.2018).

82. The Global Status of CCS, Global CCS Institute. – 2017. – 43 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2018/12/2017-Global-Status-Report.pdf> (дата обращения 28.11.2018).

83. The Global Status of CCS, Global CCS Institute. – 2018. 84 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2018/12/Global-Status-of-CCS-Report-2018_FINAL.pdf (дата обращения 02.12.2018).

84. The Global Status of CCS: Summary Report, Global CCS Institute. 2015. 18 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2018/12/Global-Status-Report_2015_Summary.pdf (дата обращения 27.11.2018).

85. Traverso A. TRANSEO code for the dynamic performance simulation of micro gas turbine cycles / A. Traverso // Proceedings of the ASME Turbo Expo 2005: Power for Land, Sea, and Air. Volume 5: Turbo Expo 2005. – Reno, Nevada, USA, June 6–9, 2005. – pp. 45-54.

86. Tsoutsanis E. Dynamic Performance Simulation of an Aero-derivative Gas Turbine Using the Matlab Simulink Environment / E. Tsoutsanis, N. Meskin, M. Benammar, K. Khorasani // Proceedings of the ASME 2013 International Mechanical Engineering Congress and Exposition. Volume 4A: Dynamics, Vibration and Control. – San Diego, California, USA, November 15–21, 2013. – V04AT04A050.

87. Turie S.E. Gas Turbine Plant Modeling for Dynamic Simulation: Master of Science Thesis / S.E. Turie. – Stockholm: KTH School of Industrial Engineering and Management, 2011. – 68 p.

88. Vatopoulos K. Study on the state of play of energy efficiency of heat and electricity production technologies / K. Vatopoulos, D. Andrews, J. Carlsson, I. Papaioannou, G. Zubi. – Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012. 102 pp.

89. Wimmer K. Optimization and comparison of the two promising oxy-combustion cycles NET Power cycle and Graz Cycle / K. Wimmer, W. Sanz. // International Journal of Greenhouse Gas Control – 2020. – Vol. 99 – 103055.

90. World Energy Outlook 2020, IEA, Paris. – 2020. – 464 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72d8abf-de08-4385-8711-b8a062d6124a/WEO2020.pdf> (дата обращения: 15.11.2021).

91. World Energy Outlook-2016, IEA, Paris. – 2016. – 684 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/680c05c8-1d6e-42ae-b953-68e0420d46d5/WEO2016.pdf> (дата обращения: 20.10.2018).

92. Yantovski E. Zero-emission fuel-fired power plants with ion transport membrane / E. Yantovski, J. Gorski, B. Smyth, J. ten Elshof // Energy. – 2004. – Vol. 29 (12 – 15). – pp. 2077 – 2088.

93. Zhang N. Comparative study of two low CO₂ emission power generation system options with natural gas reforming / N. Zhang, N. Lior // J. Eng. Gas Turbines Power. 2008. Vol. 130, № 5. – 051701.

94. Zhang N. Proposal and analysis of a novel zero CO₂ emission cycle with liquid natural gas cryogenic exergy utilization / N. Zhang, N. Lior // J. Eng. Gas Turbines Power. – 2006. – Vol. 128, № 1. – pp. 81 – 91.

95. Zhang N. Two novel oxy-fuel power cycles integrated with natural gas reforming and CO₂ capture / N. Zhang, N. Lior // Energy. – 2008. – Vol. 33. – № 2. – pp. 340 – 351.

96. Zhu Z. A modified Allam cycle without compressors realizing efficient power generation with peak load shifting and CO₂ capture / Z. Zhu, Y. Chen, J. Wu, S. Zhang, S. Zheng // Energy. – 2019. – Vol. 174. – pp. 478-487.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЧИСТЫХ ВЕЩЕСТВ

Листинг функции определения энтальпии CH₄

```

function hr = CH4H(T,P,f)
hI = [4.641;190.55;1.05;1.05;15;3;29;3;-11;10;-6;12;...]
op = hI(3);
ap = hI(5);
bp = hI(6);
ot = hI(4);
at = hI(7);
bt = hI(8);
if P<0.0000001
    P = 0.0000001;
end
if T<1
    T = 1;
end
lP = nthroot(log((P/hI(1))^ap)/(log(op)),bp);
lP_i = fix(lP);
lP_f = abs(lP) - abs(lP_i);
if lP_i <= hI(9)
    TH = hI(13)-(hI(9)-lP)*(hI(14)-hI(13));
    lP_i = hI(9) + 1;
    lP_f = abs(lP) - abs(lP_i);
elseif lP_i >= hI(10)
    TH = hI(2);
    lP_i = hI(10) - 1;
    lP_f = abs(lP) - abs(lP_i);
else
    if lP == 0
        TH = hI(2);
    else
        j1 = lP_i+24;
        j2 = j1+ lP/abs(lP);
        TH = hI(j1)+(hI(j2) - hI(j1))*abs(lP_f);
    end
end
end

lT = nthroot(log((T/TH)^at)/(log(ot)),bt);
lT_i = fix(lT);
lT_f = abs(lT) - abs(lT_i);
if lT_i <= hI(11)
    lT_i = hI(11)+1;
    lT_f = abs(lT) - abs(lT_i);
end

```

```

elseif lT_i >= hI(12)
    lT_i = hI(12)-1;
    lT_f = abs(lT) - abs(lT_i);
end
N1 = (hI(10)+1)*(hI(12)+1)+35;
N2 = (hI(10)+1)*(hI(12)+1)+(hI(10)+1)*(1-hI(11))+35;
N3 = (hI(10)+1)*(hI(12)+1)+(hI(10)+1)*(1-hI(11))+(hI(12)+1)*(1-
hI(9))+35;
if abs(lT)<0.9
    A1 = (1+lP/abs(lP))*(1+f)/4;
    A2 = (1+lP/abs(lP))*(1-f)/4;
    A3 = (1-lP/abs(lP))*(1+f)/4;
    A4 = (1-lP/abs(lP))*(1-f)/4;
elseif abs(lP)<0.1
    A1 = (1+f)*(1+lT/abs(lT))/4;
    A2 = (1+f)*(1-lT/abs(lT))/4;
    A3 = (1-f)*(1+lT/abs(lT))/4;
    A4 = (1-f)*(1-lT/abs(lT))/4;
else
    A1 = (1+lP/abs(lP))*(1+lT/abs(lT))/4;
    A2 = (1+lP/abs(lP))*(1-lT/abs(lT))/4;
    A3 = (1-lP/abs(lP))*(1+lT/abs(lT))/4;
    A4 = (1-lP/abs(lP))*(1-lT/abs(lT))/4;
end

j3 = (lT_i+lP_i*(hI(12)+1)+35)*A1+...
(N1+lT_i-hI(11)+lP_i*(1-hI(11)))*A2+...
(N2+lT_i+(lP_i-hI(9))*(hI(12)+1))*A3+...
(N3+lT_i-hI(11)+(lP_i-hI(9))*(1-hI(11)))*A4;

j4 = (lT_i+1+lP_i*(hI(12)+1)+35)*A1+...
(N1+lT_i-hI(11)-1+lP_i*(1-hI(11)))*A2+...
(N2+lT_i+1+(lP_i-hI(9))*(hI(12)+1))*A3+...
(N3+lT_i-hI(11)-1+(lP_i-hI(9))*(1-hI(11)))*A4;

j5 = (lT_i+(lP_i+1)*(hI(12)+1)+35)*A1+...
(N1+lT_i-hI(11)+(lP_i+1)*(1-hI(11)))*A2+...
(N2+lT_i+(lP_i-hI(9)-1)*(hI(12)+1))*A3+...
(N3+lT_i-hI(11)+(lP_i-hI(9)-1)*(1-hI(11)))*A4;

j6 = (lT_i+1+(lP_i+1)*(hI(12)+1)+35)*A1+...
(N1+lT_i-hI(11)-1+(lP_i+1)*(1-hI(11)))*A2+...
(N2+lT_i+1+(lP_i-hI(9)-1)*(hI(12)+1))*A3+...
(N3+lT_i-hI(11)-1+(lP_i-hI(9)-1)*(1-hI(11)))*A4;

Mt=lT^bt;
Mt1=lT_i^bt;
if abs(lT)<0.9
    Mt2=(lT_i+f)^bt;

```

```

else
    Mt2=(lT_i+lT/abs(lT))^bt;
end
Mp=lP^bp;
Mp1=lP_i^bp;
if abs(lP)<0.1
    Mp2=(lP_i+f)^bp;
else
    Mp2=(lP_i+lP/abs(lP))^bp;
end
Zt=ot^(Mt/at);
Zt1=ot^(Mt1/at);
Zt2=ot^(Mt2/at);
Zp=op^(Mp/ap);
Zp1=op^(Mp1/ap);
Zp2=op^(Mp2/ap);

d1 = (lT_f+(Zt - Zt1)/(Zt2 - Zt1))/2;
d2 = (lP_f+(Zp - Zp1)/(Zp2 - Zp1))/2;
d3 = 1 - d1;
d4 = 1 - d2;

h = hI(j3)*d3*d4 + hI(j4)*d1*d4 + hI(j5)*d2*d3 + hI(j6)*d1*d2;
hr = h*A1*(T+50) + h*A2*T^1.7 + h*A3*(T+125) + h*A4*(T-35)^1.7
- 200;

dI = 260.4442;
hr = hr + dI;
end

```

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ ВЕЩЕСТВ И
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ИХ ОСНОВЕ**

Б1. Листинг функции определения свойств смеси по давлению и температуре

```
function [GCO2l, GH2O1, GO2l, GCH4l, GCO2v, GH2Ov, GO2v, GCH4v, ...
    PHCO2, PHH2O, PHO2, PHCH4, PCO2, PH2O, PO2, PCH4, ...
    ICO2l, IH2O1, IO2l, ICH4l, ICO2v, IH2Ov, IO2v, ICH4v, Isum, ...
    VCO2l, VH2O1, VO2l, VCH4l, VCO2v, VH2Ov, VO2v, VCH4v, Vsum, ...
    BI, dirr, GCO2l2, GH2O12, GO2l2, GCH4l2, Isum1, Isumv2] =
AdMixPT(GCH4, GCO2, GH2O, GO2, P, T)
if GCH4 <= 0
    AGCH4 = 0;
    GCH4 = 0;
else
    AGCH4 = 1;
end
if GCO2 <= 0
    AGCO2 = 0;
    GCO2 = 0;
else
    AGCO2 = 1;
end
if GH2O <= 0
    AGH2O = 0;
    GH2O = 0;
else
    AGH2O = 1;
end
if GO2 <= 0
    AGO2 = 0;
    GO2 = 0;
else
    AGO2 = 1;
end

mCO2 = 44;
mH2O = 18;
mO2 = 32;
mCH4 = 16;

PHCO2 = CO2PH(T);
PHH2O = H2OPH(T);
PHO2 = O2PH(T);
```

```
PHCH4 = CH4PH(T);
```

```
if abs((PHCO2*AGCO2 + PHH2O*AGH2O + PHO2*AGO2 + PHCH4*AGCH4)/P-1)<0.01
```

```
    BI = 1;
```

```
    kk2v = 100;
```

```
    GCO2v = GCO2;
```

```
    GH2Ov = GH2O;
```

```
    GO2v = GO2;
```

```
    GCH4v = GCH4;
```

```
    PRIS1 = 3;
```

```
    n = 100;
```

```
    while PRIS1>=1
```

```
        nCO2v = GCO2v/mCO2;
```

```
        nH2Ov = GH2Ov/mH2O;
```

```
        nO2v = GO2v/mO2;
```

```
        nCH4v = GCH4v/mCH4;
```

```
        if abs((nCO2v + nH2Ov + nO2v + nCH4v)/n -1)<0.0001
```

```
            PRIS1 = 0;
```

```
        else
```

```
            n = nCO2v + nH2Ov + nO2v + nCH4v;
```

```
        end
```

```
if GCO2>0
```

```
    PCO2 = PHCO2;
```

```
    GCO2v = mCO2*n*PCO2/P;
```

```
    kGCO2v =GCO2/GCO2v;
```

```
    kk2v = kGCO2v;
```

```
    if PHCO2<0.0000001
```

```
        mCO2 = 44;
```

```
        VCO2v = 0.008314*T/(PCO2*mCO2);
```

```
    else
```

```
        VCO2v = CO2V(T,PCO2,1);
```

```
        mCO2 = 0.008314*T/(PCO2*VCO2v);
```

```
    end
```

```
else
```

```
    PCO2 = 0;
```

```
    VCO2v = 0;
```

```
    GCO2v =0;
```

```
    kGCO2v =100;
```

```
end
```

```
if GH2O>0
```

```
    PH2O = PHH2O;
```

```
    GH2Ov = mH2O*n*PH2O/P;
```

```
    kGH2Ov = GH2O/GH2Ov;
```

```
    if kk2v > kGH2Ov
```

```
        kk2v = kGH2Ov;
```

```
    end
```

```

if PHH2O<0.0000001
    mH2O = 18;
    VH2Ov = 0.008314*T/(PH2O*mH2O);
else
    VH2Ov = H2OV(T,PH2O,1);
    mH2O = 0.008314*T/(PH2O*VH2Ov);
end
else
    PH2O = 0;
    VH2Ov = 0;
    GH2Ov =0;
    kGH2Ov =100;
end

if GO2>0
    PO2 = PHO2;
    GO2v = mO2*n*PO2/P;
    kGO2v =GO2/GO2v;
    if kk2v > kGO2v
        kk2v = kGO2v;
    end
    if PHO2<0.0000001
        mO2 = 32;
        VO2v = 0.008314*T/(PO2*mO2);
    else
        VO2v = O2V(T,PO2,1);
        mO2 = 0.008314*T/(PO2*VO2v);
    end
else
    PO2 = 0;
    VO2v = 0;
    GO2v =0;
    kGO2v =100;
end

if GCH4>0
    PCH4 = PHCH4;
    GCH4v = mCH4*n*PCH4/P;
    kGCH4v = GCH4/GCH4v;
    if kk2v > kGCH4v
        kk2v = kGCH4v;
    end
    if PHCH4<0.0000001
        mCH4 = 16;
        VCH4v = 0.008314*T/(PCH4*mCH4);
    else
        VCH4v = CH4V(T,PCH4,1);
        mCH4 = 0.008314*T/(PCH4*VCH4v);
    end
end

```



```

else
    PCH4 = 0;
    VCH4v = 0;
    GCH4v = 0;
    kGCH4v = 100;
end

GCO2v = GCO2v*kk2v;
GH2Ov = GH2Ov*kk2v;
GO2v = GO2v*kk2v;
GCH4v = GCH4v*kk2v;

end
ICO2l = CO2H(T,P,-1);
IH2O1 = H2OH(T,P,-1);
IO2l = O2H(T,P,-1);
ICH4l = CH4H(T,P,-1);
Isuml = ICO2l*GCO2 + IH2O1*GH2O + IO2l*GO2 + ICH4l*GCH4;

if PCO2>0.0000001
    ICO2v = CO2H(T,PCO2,1);
else
    ICO2v = 0;
end
if PH2O>0.0000001
    IH2Ov = H2OH(T,PH2O,1);
else
    IH2Ov = 0;
end
if PO2>0.0000001
    IO2v = O2H(T,PO2,1);
else
    IO2v = 0;
end
if PCH4>0.0000001
    ICH4v = CH4H(T,PCH4,1);
else
    ICH4v = 0;
end

GCO2l2 = GCO2 - GCO2v;
GH2O12 = GH2O - GH2Ov;
GO2l2 = GO2 - GO2v;
GCH4l2 = GCH4 - GCH4v;

Isumv2 = ICO2l*GCO2l2 + IH2O1*GH2O12 + ...
    IO2l*GO2l2 + ICH4l*GCH4l2 + ICO2v*GCO2v + ...
    IH2Ov*GH2Ov + IO2v*GO2v + ICH4v*GCH4v;
dirr = Isumv2 - Isuml;

```

```

GCO2v = GCO2v*dBI1;
GH2Ov = GH2Ov*dBI1;
GO2v = GO2v*dBI1;
GCH4v = GCH4v*dBI1;

GCO2l = GCO2 - GCO2v;
GH2Ol = GH2O - GH2Ov;
GO2l = GO2 - GO2v;
GCH4l = GCH4 - GCH4v;

Isum = ICO2l*GCO2l + IH2Ol*GH2Ol + ...
      IO2l*GO2l + ICH4l*GCH4l + ICO2v*GCO2v + ...
      IH2Ov*GH2Ov + IO2v*GO2v + ICH4v*GCH4v;

if GCO2l>0
    VCO2l = CO2V(T,P,-1);
else
    VCO2l = 0;
end
if GH2Ol>0
    VH2Ol = H2OV(T,P,-1);
else
    VH2Ol = 0;
end
if GO2l>0
    VO2l = O2V(T,P,-1);
else
    VO2l = 0;
end
if GCH4l>0
    VCH4l = CH4V(T,P,-1);
else
    VCH4l = 0;
end
Vsum = ((VCO2v*GCO2v*PCO2 + VH2Ov*GH2Ov*PH2O + ...
        VO2v*GO2v*PO2 + VCH4v*GCH4v*PCH4)/P + ...
        VCO2l*GCO2l + VH2Ol*GH2Ol + VO2l*GO2l + ...
        VCH4l*GCH4l)/(GCO2 + GH2O + GO2 + GCH4);
else
    BI = 0;
    dirr = 1;
    GCO2l2 = 0;
    GH2Ol2 = 0;
    GO2l2 = 0;
    GCH4l2 = 0;
    Isuml = 0;
    Isumv2 = 0;

```

```

    if PHCO2*AGCO2 + PHH2O*AGH2O + PHO2*AGO2 + PHCH4*AGCH4 < P
    && AGCO2*T<304.2 && AGH2O*T<647.27 && AGO2*T<154.8 &&
AGCH4*T<190.55
    GCO2v = 0;
    GH2Ov = 0;
    GO2v = 0;
    GCH4v = 0;

    GCO2l = GCO2;
    GH2Ol = GH2O;
    GO2l = GO2;
    GCH4l = GCH4;

    PCO2 = 0;
    PH2O = 0;
    PO2 = 0;
    PCH4 = 0;

    if GCO2l <= 0
        ICO2l = 0;
        VCO2l = 0;
    else
        ICO2l = CO2H(T,P,-1);
        VCO2l = CO2V(T,P,-1);
    end

    if GH2Ol <= 0
        IH2Ol = 0;
        VH2Ol = 0;
    else
        IH2Ol = H2OH(T,P,-1);
        VH2Ol = H2OV(T,P,-1);
    end

    if GO2l <= 0
        IO2l = 0;
        VO2l = 0;
    else
        IO2l = O2H(T,P,-1);
        VO2l = O2V(T,P,-1);
    end

    if GCH4l <= 0
        ICH4l = 0;
        VCH4l = 0;
    else
        ICH4l = CH4H(T,P,-1);
        VCH4l = CH4V(T,P,-1);
    end
end

```

```

Isum = ICO21*GCO21 + IH201*GH201 + IO21*GO21 + ICH41*GCH41;
Vsum = (VCO21*GCO21 + VH201*GH201 + VO21*GO21 +
VCH41*GCH41)/(GCO21 + GH201 + GO21 + GCH41);

```

```

if GCO2v <= 0
    ICO2v = 0;
    VCO2v = 0;
else
    ICO2v = CO2H(T,PHCO2,1);
    VCO2v = CO2V(T,PHCO2,1);
end

```

```

if GH20v <= 0
    IH20v = 0;
    VH20v = 0;
else
    IH20v = H2OH(T,PHH2O,1);
    VH20v = H2OV(T,PHH2O,1);
end

```

```

if GO2v <= 0
    IO2v = 0;
    VO2v = 0;
else
    IO2v = O2H(T,PHO2,1);
    VO2v = O2V(T,PHO2,1);
end

```

```

if GCH4v <= 0
    ICH4v = 0;
    VCH4v = 0;
else
    ICH4v = CH4H(T,PHCH4,1);
    VCH4v = CH4V(T,PHCH4,1);
end

```

```

elseif PHCO2*AGCO2 + PHH2O*AGH2O + PHO2*AGO2 + PHCH4*AGCH4
> P || AGCO2*T>304.2 || AGH2O*T>647.27 || AGO2*T>154.8 ||
AGCH4*T>190.55

```

```

GCO21 = 0;
GH201 = 0;
GO21 = 0;
GCH41 = 0;

```

```

GCO2v = GCO2;
GH20v = GH20;
GO2v = GO2;
GCH4v = GCH4;

```

```

PRIS1 = 3;

```

```

while PRIS1>=1
PRIS1 = PRIS1 - 1;
nCO2v = GCO2v/mCO2;
nH2Ov = GH2Ov/mH2O;
nO2v = GO2v/mO2;
nCH4v = GCH4v/mCH4;
n = nCO2v + nH2Ov + nO2v + nCH4v;
if GCO2v < GCO2
    PCO2 = PHCO2;
    GCO2v = mCO2*n*PCO2/P;
else
    PCO2 = P*nCO2v/n;
end
if GH2Ov < GH2O
    PH2O = PHH2O;
    GH2Ov = mH2O*n*PH2O/P;
else
    PH2O = P*nH2Ov/n;
end
if GO2v < GO2
    PO2 = PHO2;
    GO2v = mO2*n*PO2/P;
else
    PO2 = P*nO2v/n;
end
if GCH4v < GCH4
    PCH4 = PHCH4;
    GCH4v = mCH4*n*PCH4/P;
else
    PCH4 = P*nCH4v/n;
end
if T<647.27
    if PHH2O<PH2O
        PRIS1 = 3;
        PH2O = PHH2O;
        GH2Ov = mH2O*n*PH2O/P;
    end
end
if T<304.2
    if PHCO2<PCO2
        PRIS1 = 3;
        PCO2 = PHCO2;
        GCO2v = mCO2*n*PCO2/P;
    end
end
if T<154.8
    if PHO2<PO2
        PRIS1 = 3;
        PO2 = PHO2;
    end
end

```

```

        GO2v = mO2*n*PO2/P;
    end
end
if T<190.55
    if PHCH4<PCH4
        PRIS1 = 3;
        PCH4 = PHCH4;
        GCH4v = mCH4*n*PCH4/P;
    end
end
if GCO2>0
    if PHCO2<0.0000001
        mCO2 = 44;
        VCO2v = 0.008314*T/(PCO2*mCO2);
    else
        VCO2v = CO2V(T,PCO2,1);
        mCO2 = 0.008314*T/(PCO2*VCO2v);
    end
else
    VCO2v = 0;
end

if GH2O>0
    if PHH2O<0.0000001
        mH2O = 18;
        VH2Ov = 0.008314*T/(PH2O*mH2O);
    else
        VH2Ov = H2OV(T,PH2O,1);
        mH2O = 0.008314*T/(PH2O*VH2Ov);
    end
else
    VH2Ov = 0;
end

if GO2>0
    if PHO2<0.0000001
        mO2 = 32;
        VO2v = 0.008314*T/(PO2*mO2);
    else
        VO2v = O2V(T,PO2,1);
        mO2 = 0.008314*T/(PO2*VO2v);
    end
else
    VO2v = 0;
end

if GCH4>0
    if PHCH4<0.0000001
        mCH4 = 16;

```

```

        VCH4v = 0.008314*T/(PCH4*mCH4);
    else
        VCH4v = CH4V(T,PCH4,1);
        mCH4 = 0.008314*T/(PCH4*VCH4v);
    end
else
    VCH4v = 0;
end

end

GCO2l = GCO2 - GCO2v;
GH2Ol = GH2O - GH2Ov;
GO2l = GO2 - GO2v;
GCH4l = GCH4 - GCH4v;
if GCO2l>0
    VCO2l = CO2V(T,P,-1);
else
    VCO2l = 0;
end
if GH2Ol>0
    VH2Ol = H2OV(T,P,-1);
else
    VH2Ol = 0;
end
if GO2l>0
    VO2l = O2V(T,P,-1);
else
    VO2l = 0;
end
if GCH4l>0
    VCH4l = CH4V(T,P,-1);
else
    VCH4l = 0;
end
if GCO2l>0
    ICO2l = CO2H(T,P,-1);
else
    ICO2l = 0;
end
if GH2Ol>0
    IH2Ol = H2OH(T,P,-1);
else
    IH2Ol = 0;
end
if GO2l>0
    IO2l = O2H(T,P,-1);
else
    IO2l = 0;
end

```

```

end
if GCH4>0
    ICH4l = CH4H(T,P,-1);
else
    ICH4l = 0;
end
if PCO2>0.0000001
    ICO2v = CO2H(T,PCO2,1);
else
    ICO2v = 0;
end
if PH2O>0.0000001
    IH2Ov = H2OH(T,PH2O,1);
else
    IH2Ov = 0;
end
if PO2>0.0000001
    IO2v = O2H(T,PO2,1);
else
    IO2v = 0;
end
if PCH4>0.0000001
    ICH4v = CH4H(T,PCH4,1);
else
    ICH4v = 0;
end
Isum = ICO2l*GCO2l + IH2Ol*GH2Ol +...
    IO2l*GO2l + ICH4l*GCH4l + ICO2v*GCO2v +...
    IH2Ov*GH2Ov + IO2v*GO2v + ICH4v*GCH4v;
Vsum = ((VCO2v*GCO2v*PCO2 + VH2Ov*GH2Ov*PH2O +...
    VO2v*GO2v*PO2 + VCH4v*GCH4v*PCH4)/P +...
    VCO2l*GCO2l + VH2Ol*GH2Ol + VO2l*GO2l +...
    VCH4l*GCH4l)/(GCO2v + GH2Ov + GO2v +...
    GCH4v + GCO2l + GH2Ol + GO2l + GCH4l);
end

end
end

```


Б2. Листинг функции определения свойств смеси по давлению и суммарной энтальпии

```

function [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
        PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
        ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,T,...
        VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...
        BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =
AdMixPI(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,Isum)

[Th1,Th2,ITh1,ITh2,ITh21,GCH4v21,GCO2v21,GH2Ov21,GO2v21] =
Th1Th2mix(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P);

if Isum < ITh1
    T = Th1*Isum/ITh1;
    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
    PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
    ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...
    VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...
    BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =
AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);
    while abs(Isum/Is -1)>0.001
        T = T+(Isum - Is)*(Th1 - T)/(ITh1 - Is);
        [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
        PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
        ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...
        VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...
        BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =
AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);
    end

elseif Isum == ITh1
    T = Th1;
    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
    PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
    ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...
    VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...
    BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =
AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);

elseif Isum <= ITh21
    T = Th1;
    dBI1 = (Isum - ITh1)/(ITh21 - ITh1);
    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
    PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
    ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...
    VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...

```

```

    BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =
    AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);

```

```

elseif Isum < ITh2

```

```

    T1 = Th1;

```

```

    T2 = Th2;

```

```

    I1 = ITh21;

```

```

    I2 = ITh2;

```

```

    T = T2+(Isum - I2)*(T2- T1)/(I2- I1);

```

```

    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...

```

```

    PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...

```

```

    ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...

```

```

    VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...

```

```

    BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =

```

```

    AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T,dBI1);

```

```

    T1 = T;

```

```

    I1 = Is;

```

```

    while abs(Isum/Is -1)>0.001

```

```

        T = T2+(Isum - I2)*(T2- T1)/(I2- I1);

```

```

        [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...

```

```

        PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...

```

```

        ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...

```

```

        VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...

```

```

        BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =

```

```

    AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);

```

```

        T2 = T1;

```

```

        T1 = T;

```

```

        I2 = I1;

```

```

        I1 = Is;

```

```

    end

```

```

elseif Isum == ITh2

```

```

    T = Th2;

```

```

    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...

```

```

    PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...

```

```

    ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...

```

```

    VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...

```

```

    BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =

```

```

    AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);

```

```

else

```

```

    T = Th2*Isum/ITh2;

```

```

    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...

```

```

    PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...

```

```

    ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...

```

```

    VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...

```

```

    BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =

```

```

    AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);

```

```

    T1 = T;

```

```

T2 = Th2;
I1 = Is;
I2 = ITh2;
while abs(Isum/Is -1)>0.001
    T = T2+(Isum - I2)*(T2- T1)/(I2- I1);
    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
    PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
    ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,Is,...
    VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum,...
    BI,dirr,GCO2l2,GH2O12,GO2l2,GCH4l2,Isuml,Isumv2] =
AdMixPT(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P,T);

    T2 = T1;
    T1 = T;
    I2 = I1;
    I1 = Is;
end
end
end

```

Б3. Листинг функции определения давления насыщения по температуре (на примере CH₄)

```

function PH = CH4PH(T)
hI = [4.641; 190.55; 1.05; 1.05; 15; 3; 29; 3; -11; 10; -6; 12;
105.913;119.038;132.826;146.574;158.957;169.554;178.085;184.287
;188.01;189.802;190.280;190.55;190.55;190.55;190.55;190.55;190.
55;190.55;190.55;190.55;190.55];
op = hI(3);
ap = hI(5);
bp = hI(6);

if T>=hI(2)
    PH = hI(1);
else
    lP_i = 0;
    lP_f = (T-hI(13- hI(9)))/(hI(13- hI(9)) - hI(12 - hI(9)));
    for i = 1:abs(hI(9))-1
        if T<hI(13- hI(9)-i)
            lP_i = lP_i - 1;
            lP_f = (T-hI(13-i- hI(9)))/(hI(13-i- hI(9)) - hI(12-i -
hI(9)));
        else
            i = i + 1;
        end
    end
end

```

```

end
end
if T<hI(13)
    lP_i = hI(9);
    lP_f = (T-hI(13))/(hI(14) - hI(13));
end
lP = lP_i + lP_f;
PH = nthroot(op^(lP^bp), ap)*hI(1);
end
end

```

Б4. Листинг функции определения температуры насыщения по давлению (на примере CH₄)

```

function TH = CH4TH(P)

hI = [4.641; 190.55; 1.05; 1.05; 15; 3; 29; 3; -11; 10; -6; 12;
105.913;119.038;132.826;146.574;158.957;169.554;178.085;184.287
;188.01;189.802;190.280;190.55;190.55;190.55;190.55;190.55;190.
55;190.55;190.55;190.55;190.55];

op = hI(3);
ap = hI(5);
bp = hI(6);
if P<0.0000001
    P = 0.0000001;
end
lP = nthroot(log((P/hI(1))^ap)/(log(op)), bp);
lP_i = fix(lP);
lP_f = abs(lP) - abs(lP_i);
if lP_i <= hI(9)
    TH = hI(13) - (hI(9) - lP) * (hI(14) - hI(13));
    lP_i = hI(9) + 1;
    lP_f = abs(lP) - abs(lP_i);
elseif lP_i >= hI(10)
    TH = hI(2);
    lP_i = hI(10) - 1;
    lP_f = abs(lP) - abs(lP_i);
else
    j1 = lP_i+24;
    j2 = j1+ lP/abs(lP);
    TH = hI(j1)+(hI(j2) - hI(j1))*abs(lP_f);
end
end

```

Б5. Листинг функции определения характерных областей

```

function
[Th1,Th2,ITh1,ITh2,ITh21,GCH4v21,GCO2v21,GH2Ov21,GO2v21] =
Th1Th2mix(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,P)

mCO2 = 44;
mH2O = 18;
mO2 = 32;
mCH4 = 16;

PRIS1 = 3;
n = 0;
mm = 0.6;
mmm = 0;
w = 1;
while PRIS1>=1
nCO2 = GCO2/mCO2;
nH2O = GH2O/mH2O;
nO2 = GO2/mO2;
nCH4 = GCH4/mCH4;
if abs(n/(nCO2 + nH2O + nO2 + nCH4)-1)>0.001
    PRIS1 = 3;
    mmm = mmm +1;
    w = w - 0.05;
    mm = 0.8*0.6^w;
else
    PRIS1 = PRIS1 - 1;
end
n = nCO2 + nH2O + nO2 + nCH4;
PH2O = P*nH2O/n;
PCO2 = P*nCO2/n;
PCH4 = P*nCH4/n;
PO2 = P*nO2/n;

if PH2O < 0.0000001
    Th2 = 0;
else
    Th2 = H2OTH(PH2O);
end
if PCO2 > 0.0000001
    if CO2TH(PCO2) > Th2
        Th2 = CO2TH(PCO2);
    end
end
if PCH4 > 0.0000001
    if CH4TH(PCH4) > Th2
        Th2 = CH4TH(PCH4);
    end
end

```

```

    end
end
if PO2 > 0.0000001
    if O2TH(PO2) > Th2
        Th2 = O2TH(PO2);
    end
end

if PH2O<0.00294
    mH2O = 18;
    VH2O = 0.008314*Th2/(PH2O*mH2O);
else
    VH2O = H2OV(Th2, PH2O, 1);
    mH2O =
0.008314*Th2/(PH2O*VH2O)*(mH2O/(0.008314*(Th2/(PH2O*VH2O))))^mm
;
end

if PCO2<0.0267
    mCO2 = 44;
    VCO2 = 0.008314*Th2/(PCO2*mCO2);
else
    VCO2 = CO2V(Th2, PCO2, 1);
    mCO2 =
0.008314*Th2/(PCO2*VCO2)*(mCO2/(0.008314*(Th2/(PCO2*VCO2))))^mm
;
end

if PCH4<0.061
    mCH4 = 16;
    VCH4 = 0.008314*Th2/(PCH4*mCH4);
else
    VCH4 = CH4V(Th2, PCH4, 1);
    mCH4 =
0.008314*Th2/(PCH4*VCH4)*(mCH4/(0.008314*(Th2/(PCH4*VCH4))))^mm
;
end

if PO2<0.066
    mO2 = 32;
    VO2 = 0.008314*Th2/(PO2*mO2);
else
    VO2 = O2V(Th2, PO2, 1);
    mO2 =
0.008314*Th2/(PO2*VO2)*(mO2/(0.008314*(Th2/(PO2*VO2))))^mm;
end
end

PH2OTh2 = PH2O;

```

```

PCO2Th2 = PCO2;
PCH4Th2 = PCH4;
PO2Th2 = PO2;

if PH2O < 0.00294
    IH2Ov = Th2*4.212 + 2500;
else
    IH2Ov = H2OH(Th2,PH2O,1);
end
if PCO2 < 0.0267
    ICO2v = Th2*0.5732 + 344;
else
    ICO2v = CO2H(Th2,PCO2,1);
end
if PCH4 < 0.061
    ICH4v = Th2*2.1406 + 544;
else
    ICH4v = CH4H(Th2,PCH4,1);
end
if PO2 < 0.066
    IO2v = Th2*1.0889 + 222;
else
    IO2v = O2H(Th2,PO2,1);
end
ITh2 = ICO2v*GCO2 + IH2Ov*GH2O + IO2v*GO2 + ICH4v*GCH4;

PO2 = P;
PCH4 = P;
PCO2 = P;
PH2O = P;
KPTh1 = 2;

while abs(KPTh1-1)>0.01
if GO2 > 0
    Th1 = O2TH(PO2);
else
    if GCH4 > 0
        Th1 = CH4TH(PCH4);
    else
        if GCO2 > 0
            Th1 = CO2TH(PCO2);
        else
            Th1 = H2OTH(PH2O);
        end
    end
end
end

if GCO2 > 0
    if Th1 == CO2TH(PCO2)

```

```

        PCO2 = P - PH2O - PO2 - PCH4;
    else
        PCO2 = CO2PH(Th1);
    end
else
    PCO2 = 0;
end
if GH2O > 0
    if Th1 == H2OTH(PH2O)
        PH2O = P - PCO2 - PO2 - PCH4;
    else
        PH2O = H2OPH(Th1);
    end
else
    PH2O = 0;
end
if GO2 > 0
    if Th1 == O2TH(PO2)
        PO2 = P - PH2O - PCO2 - PCH4;
        if PO2 <= 0
            PO2 = O2PH(Th1);
        end
    else
        PO2 = O2PH(Th1);
    end
else
    PO2 = 0;
end
if GCH4 > 0
    if Th1 == CH4TH(PCH4)
        PCH4 = P - PH2O - PO2 - PCO2;
    else
        PCH4 = CH4PH(Th1);
    end
else
    PCH4 = 0;
end
KPTH1 = P / (PCO2 + PH2O + PO2 + PCH4);
PCO2 = PCO2 * KPTH1;
PH2O = PH2O * KPTH1;
PO2 = PO2 * KPTH1;
PCH4 = PCH4 * KPTH1;
end

if PH2O < 0.00294
    IH2O1 = Th1 * 4.212;
else
    IH2O1 = H2OH(Th1, PH2O, -1);
end

```



```

if PCO2 < 0.0267
    ICO21 = Th1*0.5732;
else
    ICO21 = CO2H(Th1,PCO2,-1);
end
if PCH4 < 0.061
    ICH41 = Th1*2.1406;
else
    ICH41 = CH4H(Th1,PCH4,-1);
end
if PO2 < 0.066
    IO21 = Th1*1.0889;
else
    IO21 = O2H(Th1,PO2,-1);
end
ITh1 = ICO21*GCO2 + IH2O1*GH2O + IO21*GO2 + ICH41*GCH4;

if PH2O<0.00294
    mH2O = 18;
    VH2O = 0.008314*Th1/(PH2O*mH2O);
else
    VH2O = H2OV(Th1,PH2O,1);
end
if PCO2<0.0267
    mCO2 = 44;
    VCO2 = 0.008314*Th1/(PCO2*mCO2);
else
    VCO2 = CO2V(Th1,PCO2,1);
end
if PCH4<0.061
    mCH4 = 16;
    VCH4 = 0.008314*Th1/(PCH4*mCH4);
else
    VCH4 = CH4V(Th1,PCH4,1);
end
if PO2<0.066
    mO2 = 32;
    VO2 = 0.008314*Th1/(PO2*mO2);
else
    VO2 = O2V(Th1,PO2,1);
end

GO2v21 = GO2;
if GO2 > 0
    if GCH4 > 0
        GCH4v21 = GO2*VO2/VCH4;
    else
        GCH4v21 = 0;
    end
end

```

```

end
if GCO2 > 0
    GCO2v21 = GO2*VO2/VCO2;
else
    GCO2v21 = 0;
end
if GH2O > 0
    GH2Ov21 = GO2*VO2/VH2O;
else
    GH2Ov21 = 0;
end
else
    GCH4v21 = GCH4;
    if GCH4 > 0
        if GCO2 > 0
            GCO2v21 = GCH4*VCH4/VCO2;
        else
            GCO2v21 = 0;
        end
        if GH2O > 0
            GH2Ov21 = GCH4*VCH4/VH2O;
        else
            GH2Ov21 = 0;
        end
    else
        GCO2v21 = GCO2;
        if GCO2 > 0
            if GH2O > 0
                GH2Ov21 = GCO2*VCO2/VH2O;
            else
                GH2Ov21 = 0;
            end
        else
            GH2Ov21 = GH2O;
        end
    end
end
end

GCO21 = GCO2 - GCO2v21;
GH2O1 = GH2O - GH2Ov21;
GO21 = GO2 - GO2v21;
GCH41 = GCH4 - GCH4v21;

if PCO2>0.0267
    ICO2v = CO2H(Th1,PCO2,1);
else
    ICO2v = Th1*0.5732 + 344;
end
if PH2O>0.00294

```

```

        IH2Ov = H2OH(Th1, PH2O, 1);
else
        IH2Ov = Th1*4.212 + 2500;
end
if PO2>0.066
        IO2v = O2H(Th1, PO2, 1);
else
        IO2v = Th1*1.0889 + 222;
end
if PCH4>0.061
        ICH4v = CH4H(Th1, PCH4, 1);
else
        ICH4v = Th1*2.1406 + 544;
end
ITh21 = ICO21*GCO21 + IH2O1*GH2O1 + ...
        IO21*GO21 + ICH41*GCH41 + ICO2v*GCO2v21 + ...
        IH2Ov*GH2Ov21 + IO2v*GO2v21 + ICH4v*GCH4v21;

end

```

Б6. Листинг функции, описывающей термодинамические процессы смеси веществ

```

function [V1, T1, AS, T2, I2, V2, dT, dI, DD] =
Admixproc(GCH4, GCO2, GH2O, GO2, P1, P2, I1, KPDP)
    [GCO21, GH2O1, GO21, GCH41, GCO2v, GH2Ov, GO2v, GCH4v, ...
        PHCO2, PHH2O, PHO2, PHCH4, PCO2, PH2O, PO2, PCH4, ...
        ICO21, IH2O1, IO21, ICH41, ICO2v, IH2Ov, IO2v, ICH4v, T, ...
        VCO21, VH2O1, VO21, VCH41, VCO2v, VH2Ov, VO2v, VCH4v, Vsum] =
AdMixPI(GCH4, GCO2, GH2O, GO2, P1, I1);
V1 = Vsum;
T1 = T;
dP = P2/P1;
dPi = dP^0.01;
Pi(1) = P1*dPi;

[GCO21, GH2O1, GO21, GCH41, GCO2v, GH2Ov, GO2v, GCH4v, ...
    PHCO2, PHH2O, PHO2, PHCH4, PCO2, PH2O, PO2, PCH4, ...
    ICO21, IH2O1, IO21, ICH41, ICO2v, IH2Ov, IO2v, ICH4v, T, ...
    VCO21, VH2O1, VO21, VCH41, VCO2v, VH2Ov, VO2v, VCH4v, Vsum] =
AdMixPI(GCH4, GCO2, GH2O, GO2, Pi(1), I1);
Vi(1) = Vsum;
Ti(1) = T;

```

```

A1(1) = (((V1 - Vi(1))*(P1 + Pi(1))/2 + (Pi(1)*Vi(1) - P1*V1))
+ abs(((V1 - Vi(1))*(P1 + Pi(1))/2 + (Pi(1)*Vi(1) - P1*V1))*(1-
KPDP)))*1000;
Ii(1) = I1 + A1(1);
DVi = 2*V1;
while abs(DVi/Vi(1))>0.000001
[GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
  PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
  ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,T,...
  VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum] =
AdMixPI(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,Pi(1),Ii(1));
DVi = Vsum - Vi(1);
Vi(1) = Vsum;
Ti(1) = T;
Ai(1) = (((V1 - Vi(1))*(P1 + Pi(1))/2 + (Pi(1)*Vi(1) - P1*V1))
+ abs(((V1 - Vi(1))*(P1 + Pi(1))/2 + (Pi(1)*Vi(1) -
P1*V1)))*(1-KPDP))*1000;
Ii(1) = I1 + A1(1);
end
Vi(2) = Vsum;
AS = Ai(1);

DVi = 1;
for i = 2:100
  Pi(i) = Pi(i-1)*dPi;
  Ai(i) = (((Vi(i-1) - Vi(i))*(Pi(i-1) + Pi(i))/2 +
(Pi(i)*Vi(i) - Pi(i-1)*Vi(i-1))) + abs(((Vi(i-1) -
Vi(i))*(Pi(i-1) + Pi(i))/2 + (Pi(i)*Vi(i) - Pi(i-1)*Vi(i-
1))))*(1-KPDP))*1000;
  Ii(i) = Ii(i-1) + Ai(i);
  q = 1;
  while abs(DVi/Vi(i))>0.00001*q
    q = q + 5;
    [GCO2l,GH2O1,GO2l,GCH4l,GCO2v,GH2Ov,GO2v,GCH4v,...
      PHCO2,PHH2O,PHO2,PHCH4,PCO2,PH2O,PO2,PCH4,...
      ICO2l,IH2O1,IO2l,ICH4l,ICO2v,IH2Ov,IO2v,ICH4v,T,...
      VCO2l,VH2O1,VO2l,VCH4l,VCO2v,VH2Ov,VO2v,VCH4v,Vsum] =
AdMixPI(GCH4,GCO2,GH2O,GO2,Pi(i),Ii(i));
    DVi = Vsum - Vi(i);
    Vi(i) = Vsum;
    Ti(i) = T;
    Ai(i) = (((Vi(i-1) - Vi(i))*(Pi(i-1) + Pi(i))/2 +
(Pi(i)*Vi(i) - Pi(i-1)*Vi(i-1))) + abs(((Vi(i-1) -
Vi(i))*(Pi(i-1) + Pi(i))/2 + (Pi(i)*Vi(i) - Pi(i-1)*Vi(i-
1))))*(1-KPDP))*1000;
    Ii(i) = Ii(i-1) + Ai(i);
  end
  DVi = 1;
  Vi(i+1) = Vsum;

```

```
AS = AS + Ai(i);
end
I2 = Ii(100);
[GCO2l, GH2O1, GO2l, GCH4l, GCO2v, GH2Ov, GO2v, GCH4v, ...
  PHCO2, PHH2O, PHO2, PHCH4, PCO2, PH2O, PO2, PCH4, ...
  ICO2l, IH2O1, IO2l, ICH4l, ICO2v, IH2Ov, IO2v, ICH4v, T, ...
  VCO2l, VH2O1, VO2l, VCH4l, VCO2v, VH2Ov, VO2v, VCH4v, Vsum] =
AdMixPI(GCH4, GCO2, GH2O, GO2, P2, I2);
V2 = Vsum;
T2 = T;
dT = T2 - T1;
dI = I2 - I1;
DD = abs(dI/AS - 1)*100;
end
```

ПРИЛОЖЕНИЕ В. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

```

[filename,pathname]=uigetfile('*.xlsx','Choose File');
if isequal(filename,0) || isequal(pathname,0)
    return;
end
fname=strcat(pathname,'\',filename);
tbl1=readtable(fname,'ReadVariableNames', false);
Val1=tbl1.Var2;
tbl2=readtable('pathname','ReadVariableNames', false);
Val2=tbl2.Var2;

X = 0.1:0.2:10;
Y = 10:10:100;
ni = length(X);
nj = length(Y);
for i=1:ni
    for j=1:nj
        load Module1_Arrays
        B=str2double(Val1);
        M_OPTpressure1
        M_OPTtemperature0
        M_OPTproperties0
        KG = B(60,1);
        KCH=X(i);
        B(15,1)=Y(j);
        M_OPTflow0
        M_OPTpressure2
        M_OPTproperties1
        M_OPTheat_balance
        KG1 = KG;
        Q1 = QKCP/QKCV;
        KG = KG*1.1;
        M_OPTverification_arrays
    end
end
end

```

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международных реферативных базах данных Scopus, Web of Science и др.:

1. Ramazanov E.R., Kosoy A.A., Khalife H. A presentation method of the thermophysical properties of matter in the form of spreadsheets // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1675. 012094.

2. Sinkevich M., Borisov Yu., Kosoy A., Ramazanov E. Potential advantages of using compressorless combined cycles in power engineering // E3S Web of Conferences. 2020. Vol. 209. 03022.

3. Borisov Yu., Fominykh N., Ramazanov E., Popel O. Analysis of the compressorless combined cycle gas turbine unit performance efficiency in district heating systems // E3S Web of Conferences. 2020. Vol. 209. 03008.

4. Ramazanov E.R., Kosoy A.A. Modeling of thermodynamic processes using the properties of matter presented in the form of spreadsheets // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2057. 012050.

Публикации в рецензируемых научных изданиях, включенных в перечень РУДН:

5. Рамазанов, Э.Р. Решение задачи параметрической оптимизации принципиально новых энергетических установок на самой ранней стадии проектирования // Научно-технический вестник Поволжья. Технические науки. 2022. № 3. с. 47-50.

Публикации в других изданиях:

6. Синкевич М.В., Борисов Ю.А., Косой А.А., Рамазанов Э.Р., Попель О.С. Анализ работы системы рекуперации и утилизации тепла бескомпрессорных парогазовых установок // Омский научный вестник. Серия «Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение». 2019. Том 3. №3. с. 56-62.

7. Синкевич М.В., Рамазанов Э.Р., Борисов Ю.А., Попель О.С., Косой А.А. Анализ влияния параметров на эффективность термодинамического цикла бескомпрессорной парогазовой установки // Теплофизика высоких температур. 2021. Том 59. № 5. с. 707-714.

8. Sinkevich M., Ramazanov E., Kosoy A. Conceptual methods of starting and controlling operating modes of compressorless combined cycle gas turbine unit // E3S Web of Conferences. 2021. Vol. 289. 02005.