

УСТОЙЧИВОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРЭНЕРГИИ И СОПУТСТВУЮЩИХ ТОВАРОВ

принципы, технологии и оборудование



УСТОЙЧИВОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРЭНЕРГИИ И СОПУТСТВУЮЩИХ ТОВАРОВ

принципы, технологии и оборудование

УСТОЙЧИВОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРЭНЕРГИИ И СОПУТСТВУЮЩИХ ТОВАРОВ

принципы, технологии и оборудование

АШОК РАО, доктор Ph.D.

Программа усовершенствования энергии и энергетики Калифорнийского университета
США, штат Калифорния, г. Ирвайн

WILEY

Авторское право Copyright © 2015 принадлежит компании «John Wiley & Sons, Inc.» Все права защищены

Опубликовано издательством John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey

Одновременная публикация в Канаде

Настоящая публикация не может воспроизводиться, храниться в поисковой системе, либо передаваться частично или полностью в форме электронного, механического воспроизведения, фотокопирования, выполнения записей, сканирования и другими способами воспроизведения, за исключением тех случаев, которые предусмотрены в разделах 107 или 108 Закона об авторских правах от 1976 года, без предварительного письменного разрешения Издательства или разрешения, полученного через оплату соответствующего предварительного гонорара за воспроизведение, осуществленную в Центре по проверке авторских прав: Copyright Clearance Center, Inc., 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, (978) 750-8400, факс. (978) 750-4470, либо через вебсайт: www.copyright.com. Запросы в Издательство для получения разрешения следует направлять в Отдел по выдаче разрешений по адресу: John Wiley & Sons, Inc., 111 River Street, Hoboken, NJ 07030, (201) 748-6011, факс (201) 748-6008, либо размещать онлайн по указанной ссылке: <http://www.wiley.com/go/permissions>.

Предел ответственности и отказ от гарантии: приложив свои максимальные усилия для составления этой книги, издательство и автор не предоставляют каких-либо заявлений или гарантий в отношении точности или полноты содержания данной книги и, в частности, отказываются от всех подразумеваемых гарантий, включая гарантии пригодности для определенной цели. Письменные материалы продаж или торговые представители не создают или не продлевают каких-либо гарантий. Рекомендации и стратегии, содержащиеся в книге, могут не предусматривать Вашей ситуации. В случае необходимости вам следует обратиться к специалисту за получением профессиональной консультации. Издательство и автор не несут ответственность за потерю прибыли или другие коммерческие убытки, включая особые, случайные, последующие и другие убытки.

Основная информация о других продуктах и услугах может быть представлена нашим Отделом по работе с клиентами: в пределах США по номеру телефона: (800) 762-2974, за пределами США: (317) 572-3993 или по факсу (317) 572-4002.

Издательство «Wiley» осуществляет публикации в различных печатных и электронных форматах. Некоторые материалы, содержащиеся в печатной версии, могут быть не включены в электронные издания. Более подробную информацию о продуктах издательства «Wiley» вы можете найти на сайте: www.wiley.com

Использована библиографическая запись Библиотеки Конгресса США.

Шрифт Times, размер кегля 10/12пт напечатано SPi Global, Pondicherry, India (Индия, г. Пондишери)

Распечатано в Соединенных Штатах Америки

10 9 8 7 6 5 4 3 2 1

1 2015

w.wiley.com

Оглавление

Предисловие	10
О Книге	13
Об авторе	14
1. Введение в энергетически системы	15
1.1. Источники энергии и распределение ресурсов	16
1.1.1. Ископаемое топливо	16
1.1.2. Ядерное топливо	30
1.1.3. Возобновляемые энергоресурсы	30
1.2. Энергия и окружающая среда	35
1.2.1. Предельно допустимое содержание и другие загрязняющие вещества с установленным предельно допустимым содержанием	36
1.2.2. Выбросы углекислого газа, технологии улавливания и хранения	39
1.2.3. Вопросы водопользования	41
1.3. Холистический подход	42
1.3.1. Цепочка поставок и оценка жизненного цикла	42
1.4. Выводы	44
Литература	45
2. Законы термодинамики	46
2.1. Первое начало термодинамики	47
2.1.1. Применимость первого закона к двигателям внутреннего сгорания	49
2.1.2. Эффективность, вытекающая из первого закона термодинамики	58
2.2. Второе начало термодинамики	58
2.2.1. Уменьшение качества и существование энтропии	64
2.2.2. Анализ второго начала термодинамики	65
2.2.3. Эффективность, вытекающая из первого и второго закона термодинамики	69
2.3. Реакции горения и минимизация свободной энергии Гиббса	70
2.4. Неидеальное протекание процессов	72
2.4.1. Газообразная фаза	72
2.4.2. Парожидкостная фаза	74
Литература	76
3. Гидродинамические системы	78
3.1. Основы гидродинамики	78
3.1.1. Режимы потока	79
3.1.2. Обобщенное уравнение Бернулли	79
3.2. Однофазный несжимаемый поток	80
3.2.1. Перепад давления в трубопроводах	80
3.2.2. Перепад давления на фитингах	81
3.3. Однофазный сжимаемый поток	83
3.3.1. Перепад давления в трубопроводах и на фитингах	83
3.3.2. Задресселированный поток	82
3.4. Двухфазный поток жидкости	84
3.4.1. Режимы газожидкостных потоков	84
3.4.2. Перепад давления в трубопроводах и на фитингах	85
3.4.3. Туманоулавливание	86
3.5. Системы отделения жидкости от твердых частиц	88
3.5.1. Режимы потока	88
3.5.2. Перепад давления	90
3.5.3. Пневмотранспорт	91

3.6.	Скорость потока в трубопроводах	91
3.7.	Турбомашины и компрессоры	92
3.7.1.	Насосы	92
3.7.2.	Компрессоры	101
3.7.3.	Вентиляционные установки	106
3.7.4.	Турбодетандеры	108
	Литература	108
4.	Оборудование для теплопередачи	110
4.1.	Основы теплопередачи	111
4.1.1.	Кондукция	111
4.1.2.	Конвекция	110
4.1.3.	Излучение	120
4.2.	Теплообменное оборудование	124
4.2.1.	Кожухотрубные теплообменники	126
4.2.2.	Пластинчатые теплообменники	132
4.2.3.	Теплообменники воздушного охлаждения	135
4.2.4.	Котлы-утилизаторы (КУ)	135
4.2.5.	Котлы и подогреватели с сжиганием топлива	137
	Литература	137
5.	Массообменные аппараты и химические реакторы	140
5.1.	Основы массообмена	140
5.1.1.	Молекулярная диффузия	141
5.1.2.	Конвективный перенос	142
5.1.3.	Адсорбция	143
5.2.	Газожидкостные системы	144
5.2.1.	Виды процессов массопереноса	142
5.2.2.	Типы колонн	153
5.2.3.	Размер колонн	154
5.2.4.	Зависимость перепада давления от диаметра колонн	164
5.3.	Системы жидкость-твердое тело	167
5.3.1.	Адсорберы	165
5.3.2.	Каталитические процессы и реакторы	169
	Литература	174
6.	Первичные двигатели	177
6.1.	Газовые турбины	175
6.1.1.	Принцип действия	178
6.1.2.	Влияние типов камер внутреннего сгорания на выбросы	183
6.1.3.	Контроль рабочей нагрузки и выполнения пуска	183
6.1.4.	Характеристика производительности	184
6.1.5.	Виды топлива	186
6.1.6.	Технологические разработки	189
6.2.	Паровые турбины	192
6.2.1.	Принцип действия	192
6.2.2.	Контроль рабочей нагрузки	193
6.2.3.	Характеристика производительности	194
6.2.4.	Технологические разработки	196
6.3.	Поршневые двигатели внутреннего сгорания	197
6.3.1.	Принцип действия	197
6.3.2.	Состав выбросов	200

6.3.3.	Выполнение запуска	200
6.3.4.	Характеристика производительности	201
6.3.5.	Виды топлива	201
6.4.	Гидравлические турбины	199
6.4.1.	Применение в перерабатывающей промышленности	200
6.4.2.	Применение на гидроэнергетических установках	202
	Литература	202
7.	Анализ систем	204
7.1.	Основы проектирования	206
7.1.1.	Технические характеристики топлива и состава подачи	206
7.1.2.	Способы отвода тепла	206
7.1.3.	Условия окружающей среды	206
7.1.4.	Другие характерные факторы среды эксплуатации	207
7.1.5.	Предельно допустимое значение выбросов в окружающую среду	208
7.1.6.	Коэффициент использования	208
7.1.7.	Внепроектные требования	210
7.2.	Конфигурация системы	210
7.3.	Пинч-анализ и анализ эксергии	213
7.3.1.	Анализ эксергии	213
7.3.2.	Пинч-анализ	214
7.4.	Схемы технологического потока	218
7.5.	Динамическое моделирование и технологический контроль	221
7.5.1.	Динамическое моделирование	225
7.5.2.	Автоматический технологический контроль	223
7.6.	Оценка затрат и экономические составляющие	226
7.6.1.	Общая стоимость установки	226
7.6.2.	Экономический анализ	231
7.7.	Оценка жизненного цикла	233
	Литература	234
8.	Системы, работающие по циклу Ренкина	235
8.1.	Основной цикл Ренкина	236
8.2.	Добавление перегретой рабочей жидкости	237
8.3.	Добавление цикла повторного нагрева	240
8.4.	Добавление экономайзера и регенеративного подогрева питательной воды	240
8.5.	Сверхкритический цикла Ренкина	244
8.6.	Паровой цикл	244
8.7.	Угольная генерация энергии	248
8.7.1.	Котел на угольном топливе	249
8.7.2.	Выбросы и критерии контроля	250
8.7.3.	Описание сверхкритического парового цикла Ренкина для крупных установок	253
8.8.	Применение растительной биомассы в процессе получения энергии реакцией горения	258
8.8.1.	Характеристики состава подачи	258
8.8.2.	Котлы на биомассе	260
8.8.3.	Совместное сжигание биомассы в котлах на угольном топливе	260
8.8.4.	Состав выбросов	261
8.9.	Применение твердых бытовых отходов (ТБО) в процессе получения энергии	

реакцией горения	261
8.9.1. Котлы - утилизаторы ТБО	261
8.9.2. Контроль за составом выбросов	262
8.10. Низкотемпературные циклы	263
8.10.1. Органический цикл Ренкина (ОРЦ)	263
Литература	265
9. Системы, работающие по комбинированному циклу Брайтона-Ренкина	266
9.1. Комбинированный цикл	266
9.1.1. Использование газотурбинного цикла при комбинированных циклах	267
9.1.2. Использование парового цикла при комбинированных циклах	268
9.2. Агрегаты на природном газе	269
9.2.1. Описание комбинированного цикла для крупных установок	267
9.2.2. Удаление NOx	277
9.2.3. Удаление CO и летучих органических соединений	278
9.2.4. Контроль за составом выбросов CO ₂	278
9.2.5. Характеристики комбинированных циклов	280
9.3. Установки на угле и биомассе	282
9.3.1. Газификация	283
9.3.2. Состав подачи газогенератора	285
9.3.3. Ключевые технические решения для систем комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией угля (системы IGCC)	283
9.3.4. Описание систем IGCC	290
9.3.5. Преимущества систем IGCC	294
9.3.6. Экономия продаж и газификации биомассы	294
9.4. Цикл с непрямым сжиганием топлива	294
Литература	297
10. Сопутствующее производство и когенерация	298
10.1. Типы сопутствующих продуктов и объединение процессов с сопутствующим производством	299
10.2. Получение синтетического газа в процессе сопутствующего производства	300
10.2.1. Газогенераторы	300
10.2.2. Риформинг-установки	301
10.2.3. Реактора конвенсии	308
10.3. Конверсия синтетического газа в несколько ключевых сопутствующих продуктов	304
10.3.1. Метанол	304
10.3.2. Амид угольной кислоты	305
10.3.3. Жидкость Фишера Тропша	310
10.4. Сопутствующее получение водорода из угля и биомассы	319
10.4.1. Применимые технологические установки и процессы	320
10.4.2. Высокотехнологичные установки и процессы	323
10.5. Комбинированное производство электроэнергии и тепла	328
10.5.1. Абсорбционное охлаждение бромидом лития	331
Литература	335
11. Высокотехнологичные системы	336
11.1. Высокотемпературные мембраны-сепараторы	336
11.1.1. Керамические мембраны	336
11.1.2. Мембранное разделение воздуха	339
11.1.3. Мембранные технологии для выделения водорода	339

11.2.	Топливные элементы	339
11.2.1.	Основы электрохимии и явление переноса	341
11.2.2.	Реальное поведение топливных элементов	343
11.2.3.	Общая характеристика элементов	346
11.2.4.	Производство электроэнергии с использованием топливных элементов	350
11.2.5.	Основные характеристики типов топливных элементов	350
11.2.6.	Гибридные циклы	354
11.2.7.	Гибридные системы на угле	357
11.3.	Организация химических циклов	359
11.4.	Магнитогидродинамика	359
	Литература	360
12.	Возобновляемые источники и источники ядерной энергии	361
12.1.	Ветер	362
12.1.1.	Ветровой ресурс и выбор площадки	363
12.1.2.	Основное оборудование	365
12.1.3.	Экономические составляющие	366
12.1.4.	Вопросы по охране окружающей среды	367
12.2.	Солнце	367
12.2.1.	Солнечный ресурс и выбор площадки	368
12.2.2.	Основное оборудование	368
12.2.3.	Экономические составляющие	370
12.2.4.	Вопросы по охране окружающей среды	371
12.3.	Геотермальные источники	373
12.3.1.	Геотермальный ресурс и выбор площадки	373
12.3.2.	Основное оборудование	374
12.3.3.	Экономические составляющие	378
12.3.4.	Вопросы по охране окружающей среды	378
12.4.	Источники ядерной энергии	379
12.4.1.	Источники ядерного топлива и выбор площадки	380
12.4.2.	Основное оборудование	382
12.4.3.	Экономические составляющие	383
12.4.4.	Вопросы по охране окружающей среды	383
12.5.	Устойчивость электрической системы и зависимость от ископаемого топлива	385
12.5.1.	Электрическая сеть сверхвысокого и сверхнизкого напряжения	386
	Литература	387

АЛФАВИТНЫЙ

УКАЗАТЕЛЬ

387

выпускается в формате электрон

ПРЕДИСЛОВИЕ

Производство электричества, также как и процессы, связанные с получением химических элементов играют немаловажную роль в обеспечении современного образа жизни; тем не менее, рассматривая экологическую безопасность такого образа жизни, следует принимать во внимание факторы воздействия на окружающую среду. В книге представлено описание единого, комплексного и фундаментального подхода к изучению устойчивого и экологически безопасного преобразования топлива для получения электроэнергии и, как вариант, сопутствующего производства синтетических видов топлива с выделением химических элементов.

Современные электростанции во многом отличаются от традиционных методов производства электроэнергии из ископаемых видов топлива, такого как уголь, то есть путем «простого» сжигания топлива для выработки пара и электроэнергии с помощью цикла Ренкина. Такие «паровые установки» традиционно проектировались инженерами-механиками, в то время как проекты современных электростанций учитывают их экологическую безопасность. От этого зависят как тепловые характеристики установок, так и экологические характеристики, включая процессы, которыми традиционно занимаются инженеры-химики. Более того, суровые условия, которым подвергаются установки - высокий температурный режим, давление и агрессивная среда - требуют применения передовых материалов, способных демонстрировать надлежащие механические и химические свойства для таких условий. Таким образом, тема разработки и проектирования устойчивых энергетических установок актуальна не только для инженеров-механиков, инженеров-химиков и инженеров-технологов и химиков, но также и для материаловедов. Многие из тем, затронутых в этой книге, могут оказаться полезными и для инженеров-электриков, участвующих в разработке современных электростанций.

Некоторые принципы каждой из охваченных областей важны для развития более полного понимания систем преобразования энергии при производстве электроэнергии. Хотя исчерпывающее обсуждение всех основных междисциплинарных принципов невозможно представить в книге разумной величины, данная книга дает достаточно глубокое понимание, чтобы являться в значительной степени автономной.

Каждая тема описана подробно с той теоретической и практической точки зрения, которая важна для инженеров. Эта книга может служить учебником для старшекурсников или выпускников, особенно в области химической технологии, проектирования механического промышленного оборудования, и подходит для бакалавров в сфере термодинамики, гидродинамики и технической физики. Исследователи и практикующие профессионалы отрасли в области преобразования энергии также найдут ее весьма полезной в качестве справочника.

Книга начинается с темы об энергетической системе (глава 1), где описываются различные формы источников энергии: природный газ, нефть, уголь, биомасса, другие возобновляемые источники энергии и атомную энергию. Обсуждается их распределение, чтобы подчеркнуть неравномерную доступность и ограниченность некоторых из этих ресурсов. Тема воздействия на окружающую среду также включена вместе с введением в анализ цепочки поставок и жизненного цикла, чтобы подчеркнуть целостный подход, необходимый для обеспечения устойчивости. В следующих главах рассматриваются основные принципы физики и их применение в инженерно-технических работах:

- Глава 2: Термодинамика и ее применение к циклам сгорания и энергетическим циклам, а также первого и второго закона термодинамики.

- Глава 3: Описываются потоки несжимаемой и сжимаемой жидкости с переходом их в трубы и фитинги, туманоулавливание, разжижение и турбомашиностроение.
- Глава 4. Описываются три режима теплопередачи, теплопроводности, конвекции и излучения с последующим применением этих принципов в конструкциях теплообменного оборудования.
- Глава 5: Массообмен и химическая реакция, которая включает в себя основы диффузионного и конвективного массообмена и кинетической реакции, а затем применяется для проектирования, как массообменного оборудования, так и реакторов.
- После знакомства с основами проектирования оборудования, следующие главы предлагают более конкретные темы, касающиеся «энергетических установок» (то есть установок, в которых основным продуктом являются электрическая или тепловая энергии):
- Глава 6. Дана характеристика первичных двигателей, которые составляют основу электростанции, состоящую из паровых, газовых и гидравлических турбин, поршневых двигателей внутреннего сгорания.
- Глава 7: Системная инженерия знакомит читателя с практическими аспектами систем или технологическими решениями. Темы, рассматриваемые в этой главе, включают системную интеграцию и применение энергетического анализа и пинч-технологий, динамическое моделирование и управление процессами, разработку технологической схемы потоков, оценку затрат и экономику, а также применение оценки жизненного цикла на начальном этапе.
- Главы 8 и 9: После усвоения вопросов проектирования и интеграции систем читатель знакомится с основными энергетическими циклами, циклом Ренкина и комбинированным циклом Брайтона-Ренкина.
- Глава 10: Далее представляется производство топлива и сопутствующих химических элементов, которым в последнее время уделяется значительное внимание благодаря синергетическому эффекту и способности изменить расщепление между выработкой электроэнергии и синтезом сопутствующих продуктов с помощью периодически работоспособных возобновляемых источников энергии, поставляющих наибольшую часть энергии в сеть. Описан синтез некоторых ключевых сопутствующих продуктов и представлены конкретные примеры совместного производства в комбинированных циклах комплексной газификации на основе природного газа и угля или биомассы.
- Глава 11. Описываются современные системы, такие как топливные элементы, а также гибридные циклы, в которых используются топливные элементы, мембранные сепараторы и реакторы.
- Глава 12. Представлено введение в концепцию возобновляемых источников энергии, таких как ветровая, солнечная и геотермальная, а также ядерная энергия. В этой главе обсуждается зависимость периодически работоспособных возобновляемых источников энергии, таких как солнечная энергия и энергия ветра, от электростанций, работающих на ископаемом топливе, для поддержания устойчивости электрической сети, по крайней мере, в обозримом будущем, прежде чем крупномасштабные устройства накопления энергии станут коммерчески доступными. Задача данной главы состоит в том, чтобы предоставить читателю справочную информацию о некоторых других средствах устойчивого и безопасного производства энергии, особенно с учетом того, что их вклад в энергетическую структуру будет увеличиваться с течением времени.

Таким образом, фундаментальный характер книги, в которой рассматриваются как практические вопросы, так и теоретические соображения, делает ее привлекательной для

широкого круга практиков и студентов, выступая в качестве учебника для старших курсов или выпускников в сфере устойчивого и безопасного преобразования энергии химической технологии, проектирования механического оборудования и промышленного проектирования, а также как справочник или монография для профессионального инженера или исследователя в данной области, включая инженеров-электриков. В настоящее время устойчивое и безопасное преобразование энергии является чрезвычайно активно исследуемой областью. Книга, достаточно глубоко затрагивая основные мультидисциплинарные понятия, представляет собой учебник для самостоятельного изучения и подойдет как для инженерно-технических дисциплин, так и для химиков-аналитиков, работающих в сфере устойчивого и экологически безопасного преобразования энергии. Затрагиваемые профессиональные сообщества включают в себя AIChE, ACS, ASME, SME и IEEE.

Калифорнийский университет, Ирвин, США

АШОК РАО

О КНИГЕ

Есть только несколько книг, которые охватывают различные аспекты преобразования энергии для производства электроэнергии. Однако и они были сосредоточены либо на общих системах, либо на оборудовании с меньшим вниманием на физических принципах. Д-р Рао с его большим практическим опытом работы в отрасли по проектированию «реальных систем» и теоретическим пониманием основополагающих принципов представляет уникальное сочетание этих двух базовых знаний. Его участие в университете дает автору преимущество в написании книги, которая полезна не только для практикующего специалиста, но и для студента.

Содержание этой книги основано на тридцатилетнем опыте работы доктора Рао в промышленности и десятилетнем опыте преподавания в академической среде. Опыт в промышленности доктора Рао заключается в подготовке младших сотрудников в сфере разработок и проектирования энергетических систем, в то время как академический опыт представляет собой чтение кратких курсов и преподавание для старшекурсников устойчивой энергетики, а также научное руководство выпускными работами студентов.

ОБ АВТОРЕ

Доктор Ашок Рао является признанным авторитетным деятелем государственного и международного уровня в области преобразования энергии, который внес весомый вклад в развитие этого направления за последние 40 лет существования промышленности; является ведущим научным сотрудником по вопросам энергетики в рамках программы усовершенствования энергии и энергетики Ирвина, которая реализуется Калифорнийским университетом. До прихода в университет доктор Рао проработал в промышленности более 30 лет, благодаря уникальному сочетанию отраслевого опыта и академических знаний смог внести огромный вклад в работу университета, о чем свидетельствуют его многочисленные публикации в области технологий преобразования энергии. Сочетание научного и практического опыта позволило выйти в свет актуальным публикациям, которые продолжают мотивировать других ученых и инженеров к изучению и развитию идей доктора Рао. Разнообразие энергетических систем, изучаемых доктором Рао в сфере осуществляемой научной деятельности, охватывает целую область: от современных газовых турбин, комбинированных циклов с внутрицикловой газификацией угля до систем на основе топливных элементов. Его практический опыт взаимодействия с молодыми техническими специалистами и студентами позволяет выявлять пробелы в базовых знаниях и формировать основу для создания этой книги.

До прихода в университет доктор Рао проработал 25 лет в корпорации «Fluor», инжиниринговой компании мирового уровня, в которой задействовано более 40 000 международных специалистов. Имея за плечами опыт работы на руководящих должностях и в области энергетических технологий, он был назначен директором по технологическому проектированию, и в его обязанности входила разработка различных процессов преобразования энергии при сведении к минимуму воздействий на окружающую среду в процессе производства электроэнергии с использованием газовых турбин, поршневых двигателей внутреннего сгорания, комбинированных циклов и топливных элементов, а также получения водорода, синтез-газа¹ (или сокращенно сингаза), жидкостей Фишера-Тропша, аммиака, спиртов и диметилового эфира из угля, нефтяного кокса, биомассы, жидких углеводородов и природного газа. В 1994 году «Fluor» удостоил доктора Рао награды за новаторский труд в области усовершенствования энергетических систем, включив его работу в цикл «Турбины, работающие на влажном воздухе», что представляет собой достижение, признанное на мировом уровне с подтверждением технической специализации. Позже он стал старшим научным сотрудником компании «Fluor» за то, что продолжил вносить значительный вклад в область преобразования энергии. Калифорнийский совет инженеров также удостоил его чести за вклад в преобразование энергии. Будучи признанным лидером мирового уровня по энергетическим циклам, он был приглашен в качестве помощника редактора в *ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* и основного докладчика на Международной конференции по прикладной энергии 2011 года, Перуджа, Италия. Он также имеет ряд патентов в своем активе в области преобразования энергии. Он является автором главы под названием «Парогазовая установка, работающая на газе» для книги «Усовершенствованные материалы, дизайн и технология для электростанций», Woodhead Publishing, а также ведущим редактором книги «Комбинированные циклические системы для выработки электроэнергии с нулевым уровнем выбросов», Woodhead Publishing. Совсем недавно он закончил главу под названием «Циклы испарительной газовой турбины (EvGT) / турбины, работающей на влажном воздухе (НАТ)» в книге «Руководство по системам чистой энергии» Джона-Уайли.

¹ Это название заимствовано из нефтехимической промышленности, состав газа аналогичен газу, используемому для синтеза продуктов нефтехимии.

1

ВВЕДЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Словарь Вебстера определяет энергию как «способность к действию или выполнение работы». Как потенциальная энергия, хранящаяся в теле, удерживаемом в силовом поле (скажем, в гравитационном поле на возвышении), так и кинетическая энергия движущегося тела являются формами энергии, из которых может быть извлечена полезная работа. Энергия, связанная с химическими связями, которые связывают атомы и молекулы, является потенциальной энергией. Если рассматривать процесс горения топлива, то здесь энергия преобразуется, как правило, в кинетическую энергию молекул (вибрационную, вращательную и поступательную) и называется тепловой энергией. В результате экзотермических реакций горения, такая энергия может передаваться в форме тепла, и его часть может быть преобразована в работу тепловым двигателем. Первый и второй законы термодинамики управляют этими процессами преобразования энергии. Первый закон, закон опыта, признает сохранение энергии в природе, тогда как второй закон, также закон опыта, признает, что общее качество энергии не может быть увеличено. Фактически, для реальных процессов общее качество энергии снижается за счет необходимости создания разумной разности потенциалов, чтобы запустить процесс преобразования энергии на конечных (ненулевых) скоростях (например, тепломассоперенос с конечными движущими силами, температура применительно к теплу и химический потенциал применительно к массе), что приводит к потере энергии (или необратимости), и возникновению силы трения.

Таким образом, в целом, любое действие, происходящее в природе, сопровождается снижением общего качества энергии (следствие второго закона), в то время как энергия не разрушается и не возникает (следствие первого закона), но превращается в состояние(-я) или форму(-ы) с более низким качеством или потенциалом (опять же следствие второго закона). Согласно знаменитому уравнению Эйнштейна, $E = mc^2$, связывающему массу m и энергию E (c - скорость света), материя также должна быть включена в принцип сохранения энергии, о котором говорилось выше, когда используется ядерная энергия.

Природные или человеческие процессы используют более высокие формы энергии, преобразуют ее часть в полезную форму (верхний предел этой доли ограничен вторым законом), и в конечном итоге вся энергия понижается до более низких форм энергии и становится зачастую бесполезной. Таким образом, происходит постоянное истощение полезных форм энергии, и скорость истощения зависит от того, насколько близко доля энергии, преобразованной в полезные формы, приближается к пределу, установленному вторым законом; другими словами, уровень истощения энергетических ресурсов зависит от того, насколько эффективны процессы преобразования. Скорость образования загрязняющих

веществ также увеличивается пропорционально уровню использования энергоресурсов при данном наборе технологий. Таким образом, крайне важно преследовать процессы более высокой эффективности, то есть процессы, которые преобразуют большую долю энергии, поставляемую в полезные формы, для обеспечения экологической безопасности нашей планеты, то есть для сохранения ресурсов, а также сокращения влияния на окружающую среду.

1.1 ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ

Ископаемое топливо: природный газ, нефть и уголь, в настоящее время является основным источником энергии, в то время как ресурсы сланца (не путать со сланцевым газом или нефтью) в настоящее время используются лишь в ограниченных масштабах (в основном, в Эстонии) по причине относительной дороговизны. Ядерное деление радиоактивных элементов использовалось в меньшей степени в большинстве стран, чем ископаемое топливо, за исключением Франции, где большая часть электроэнергии производится на атомных электростанциях. К возобновляемым источникам энергии относятся биомасса, геотермальная энергия, энергия ветра для вращения турбин для выработки электроэнергии, солнечная энергия, используемая непосредственно для подачи тепла или в фотоэлектрических элементах, также реки, которые используются для получения гидроэлектроэнергии, и использование этого ресурса в некоторых регионах, таких как Тихоокеанский Северо-западный регион США, а также в Норвегии и Швеции, весьма значительно. Следует понимать, что именно солнечная энергия на самом деле «движет» ветром, а также реками, испаряя воду и перемещая ее обратно в виде облаков, образуя дождь в более высоких слоях атмосферы.

1.1.1 Ископаемое топливо

Согласно биогенной теории, ископаемое топливо - это остатки («ископаемые») жизненных форм, таких как морские организмы и растения, которые процветали на нашей планете миллионы лет назад. Таким образом, эта энергия является сохраненной формой солнечной энергии, которая накапливалась в течение миллионов лет. Однако при текущих и прогнозируемых показателях использования, к сожалению, ископаемое топливо будет израсходовано за меньшее время по сравнению со временем, которое потребовалось для сбора энергии от солнца. Последствия включают в себя потерю ценных ресурсов на синтез химических элементов, а также сотрясение окружающей среды путем закачки очень большого количества CO_2 в атмосферу со скоростью, намного превышающей скорости, с которыми CO_2 может быть поглощен жизненными формами на нашей планете. Накапливание CO_2 в атмосфере приводит к глобальному потеплению. Солнечное излучение, падающее на поверхность земли, отражаясь как инфракрасное тепло, перехватывается CO_2 (и другими парниковыми газами, такими как CH_4), присутствующим в атмосфере; это приводит к накоплению энергии, а повышение температуры на земле зависит от концентрации таких газов.

Среди различных видов ископаемого топлива наиболее чистым является очищенный природный газ, в том виде, в котором поставляется: в основном CH_4 . Природные соединения серы удаляются (однако для безопасности добавляется небольшое количество одоранта, состоящего из серосодержащего органического соединения, такого как меркаптан, чтобы по запаху можно было обнаружить утечку), в то время в этом газообразном топливе не содержится зольного вещества. Присутствует лишь незначительное количество других элементов или соединений. При самом высоком соотношении водорода к углероду (H / C),

из всех видов ископаемого топлива, и с учетом того, что природный газ может использоваться для получения энергии при значительно высокой общей эффективности установки (мера доли энергии, содержащейся в топливе, преобразованной установкой в чистый выход электроэнергии), выбросы парникового газа CO_2 могут быть самыми низкими среди различных видов ископаемого топлива.

Соединенные Штаты, обладающие огромными запасами угля, могут удовлетворить свои потребности в энергии в течение следующих 300 лет, но уголь является самым грязным ископаемым топливом, поскольку содержит серу и азот, которые в процессе горения образуют собой оксиды, и известные загрязнители, а также золу, которая также может наносить ущерб окружающей среде, имеет низкое соотношение H / C , что означает высокие выбросы CO_2 .

Природный газ является самым простым с точки зрения состава и, будучи газом, легко смешивается в камере сгорания и сгорает относительно чисто. Кроме того, меры по борьбе с загрязнением легче осуществить на установках, работающих на природном газе. С другой стороны, углю, который имеет очень сложную структуру, содержащую различные элементы в дополнение к углероду и водороду, и, будучи твердым веществом, сложнее сгорать чистым образом. Сжигание угля вовлекает сложный процесс сушки и (или) полукоксования с последующим окислением выделившихся газов и обуглившегося вещества, в то время как значительная часть сажи образует частицы размером обычно 10 мкм или менее, называемые зольным уносом. Низкая видимость вокруг некоторых старых угольных электростанций, которые не оснащены системами удаления твердых частиц из дымовых газов или не вполне эффективными системами удаления, обусловлена зольным уносом.

Жидкое топливо, получаемое из нефти, является промежуточным видом топлива между природным газом и углем в отношении его экологических характеристик. С точки зрения такого параметра как эффективность процесса горения, также относимому к минимизации образования и выброса нежелательных загрязняющих веществ, нефть, будучи жидким веществом, нуждается в распылении в камере сгорания, как правило, до частиц размером 10 мкм и меньше, чтобы испаряться и смешиваться перед сгоранием на большой площади поверхности. При сжигании нефти могут образовываться сажевые частицы, и другие загрязняющие вещества, такие как: несгоревшие углеводороды – их образование зависит от того, насколько хорошо разработан процесс горения. Также могут выделяться зольные частицы в зависимости от типа сжигаемого топлива.

Общая эффективность энергетической установки, работающей на топливе, выражается отношением полезной мощности, производимой установкой, и «теплотворной способности» топлива (как мера энергии, поставляемая топливом).

В промышленности используются два типа теплотворной способности: высшая теплотворная способность топлива (High Heating Value - HHV) и нижняя теплотворная способность (Low Heating Value - LHV). HHV получают путем измерения тепла, выделяемого при горении единичного количества топлива с воздухом при начальной определенной стандартной температуре¹, и охлаждения продуктов сгорания до этой начальной температуры при конденсации образующихся паров H_2O (и добавлении выделенной скрытой теплоты конденсации). Его также можно рассчитать на основе данных о теплоте образования, как объяснено в Главе 2. Эмпирические корреляции были разработаны для таких видов топлива, как уголь, где отсутствуют данные о теплоте образования. Формула

¹ 25°C для Американского института нефти и 60 °F для Ассоциация компаний поставщиков оборудования для обработки газа

Дулонга-Пети иногда используется при оценке HHV угля, когда отсутствуют экспериментальные данные. Она также используется для оценки HHV других видов топлива, таких как биомасса, когда отсутствуют экспериментальные данные, но с ограниченным успехом. Были разработаны другие корреляции, и резюме различных таких формул представлено Гарсией и соавт. (2014г.).

LHV, как определено в Северной Америке, состоит в том, чтобы не учитывать теплоту конденсации H_2O , образующейся при горении, то есть $LHV = HHV - \text{скрытая теплота образовавшегося водяного пара}$. В Европе вместо этого используется определение LHV водородный показатель, и Международного энергетического агентства для таких видов топлива, как уголь, которое рассчитывается по HHV следующим образом: $LHV = HHV - 212 \times H - 24 \times H_2O - 0,8 \times O$, где H и O являются Массовыми процентными долями водорода и кислорода в топливе, по принципу «при получении» (т. е. в условиях, полученных на установке, включая влажность и зольность), H_2O - это весовой процент влаги в рабочем топливе, и HHV и LHV указаны в килоджоулях на килограмм угля на основе полученных данных. Это определение приводит к значению LHV, которое обычно ниже значения, определенного в Северной Америке, что делает эффективность на основе LHV, о которой сообщают европейские авторы, выше. Таким образом, это различие в определении LHV следует принимать во внимание при сравнении эффективности систем преобразования энергии, в отчетах европейских и североамериканских авторов, в дополнение к тому, основывается ли эффективность на LHV или HHV. Как правило, эффективность LHV используется для сообщения об общей эффективности установки энергетических систем, работающих на газе, в то время как в Соединенных Штатах эффективность HHV используется для систем, работающих на твердом топливе (например, на угле и биомассе).

Поскольку разница между HHV и LHV в топливе зависит от содержания в нем водорода, соотношение LHV к HHV является самым низким для H_2 при 0,846, самым высоким для CO при 1,00, в то время как для CH_4 оно составляет 0,901. Для жидкого топлива, такого как дизельное топливо, это соотношение составляет около 0,93–0,94, а для этанола - 0,906. Для битуминозного угля, такого как уголь № 6 из Иллинойса, это соотношение составляет около 0,968; для суббитуминозного угля из бассейна реки Паудер, штат Вайоминг - около 0,964; а для бурого угля из Северной Дакоты - около 0,962. Поскольку разница между HHV и LHV значительна для большинства видов топлива, важно указать, основана ли заявленная эффективность на HHV или LHV.

Характеристики этих ресурсов ископаемого топлива далее обсуждаются более подробно, включая краткие описания начальной обработки. Это необходимо для того, чтобы использовать эти ресурсы для рекуперации энергии. Это требование предварительной обработки должно быть принято во внимание для получения полной картины воздействия этих ресурсов на окружающую среду, то есть «от колыбели до могилы», что в случае транспортных топлив называется «полный цикл производства топлива» или «от шахты до использования».

1.1.1.1. Природный газ Природный газ, такой как нефтяной, считается полученным из отложений останков растений и животных (возможно, микроорганизмов) миллионы лет назад, согласно биогенной теории. Природный газ может быть найден вместе с нефтью или сам по себе, как во многих газовых месторождениях, где мало или вообще нет нефти. Согласно другой теории, называемой абиогенной теорией, природный газ был получен из неживой материи, приводя в качестве примера наличие CH_4 на некоторых других планетах и спутники в солнечной системе.

Наряду с CH_4 , который на данный момент является основным горючим компонентом природного газа, другие легкие углеводороды, присутствующие в природном газе, включают C_2H_6 , C_3H_8 и C_4H_{10} . Сырой природный газ может содержать CO_2 и иногда N_2 , и эти газы не

имеют теплотворной способности. CO_2 обычно удаляется из природного газа, в то время как C_2H_6 , C_3H_8 и C_4H_{10} обычно удаляются и продаются отдельно в качестве специального топлива или в качестве сырья для производства нефтехимических продуктов. Ряд других элементов и соединений также обнаружен в природном газе, такие как H_2 , H_2S и He . H_2S также удаляется из природного газа, прежде чем он будет направлен на продажу. H_2S является токсичным газом, и оксиды, образующиеся при горении топлива, являются загрязняющими веществами, что будет обсуждаться далее в этой главе. Таблица 1.1 (Рао и соавт., 1993г.) показывает типовые контрактные спецификации для природного газа.

Состав природного газа может значительно варьироваться, как показывают данные, представленные в Таблице 1.2 (Рао и соавт., 1993г.). Изменчивость в составе природного газа также может происходить в течение месяцев пикового спроса в определенных районах Соединенных Штатов (северо-восток). В такие периоды природный газ может содержать до 4% O_2 в объеме. Компания, поставляющая газ, может смешивать пропан или бутан для увеличения подачи топлива во время такого пикового спроса. Воздух же добавляется в качестве разбавителя для удержания индекса Воббе (мера относительного количества энергии, поступающей в камеру сгорания для фиксированного падения давления через сопла и более подробно обсуждается в главе 6) в определенных пределах.

Недавние открытия «природного газа нетипичного происхождения» увеличили поставки этого ископаемого топлива, особенно в Соединенных Штатах, в то время как потенциал меньшего углеродного следа по сравнению с другими видами ископаемого топлива вызвал новый интерес к его использованию.

ТАБЛИЦА 1.1 Типовые технические условия контракта США на природный газ

Спецификация	Пределы для передачи продукта потребителю ^a
H_2S	0.25–1.0 частиц / 100 стандартных фут ³
Меркаптаны (отдушки)	1.0–10.0 частиц / 100 стандартных фут ³
Всего серы	10–20 частиц / 100 стандартных фут ³
CO_2	2% по объему
O_2	0.2% по объему
N_2	3% по объему
Всего инертных газов	4% по объему
H_2	400 частей на миллион по объему (ч. на миллион)
CO	Нет
Галогены	Нет
Ненасыщенные углеводороды	Нет
Вода	7 фунтов / 10 ⁶ стандартных футов ³ (118 кг/10 ⁶ нормальный м ³)
Точка росы углеводородов	45 F при 400 кв.дюйм (7.2 C при 27.6 бар изб.)
HHV	975 БТЕ / стандартных футов ³ , минимум (38.4 МДж / нормальный м ³)

^a15.43 частиц = г; 100 стандартных фут³ (при 60 F, 1 атм) = 2.679 нормальный м³ (при 0 C, 1 атм.).

ТАБЛИЦА 1.2 Изменения в составе природного газа

Компонент	Объем (%)			
	Среднее	Станд. отклонение	Минимум	Максимум
CH ₄	93.0	5.5	73	99
C ₂ H ₆	3.0	2.6	0	13
C ₃ H ₈	1.0	1.4	0	8
C ₄ H ₁₀	0.5	1.0	0	7
C ₅ H ₁₂	0.1	0.3	0	3
C ₆ H ₁₄	0.1	0.1	0	1
N ₂	1.5	2.9	0	17
CO ₂	0.5	0.5	0	2

Для 100-летнего периода времени в будущем со средними неорганизованными выбросами CH₄, согласно оценке Ховарда и соавт. (2011г.), современная энергетическая установка, работающая на угле, которая описана в главе 8 (предполагается битуминозный уголь), требует примерно 40% усвоения и поглощения углерода для аналогичных выбросов парниковых газов на чистую МВт в условиях современной энергетической установки с комбинированным циклом, на сланце, работающем на природном газе, которая описана в главе 9. В таких комбинированных циклах отработанное тепло газовой турбины (цикл Брайтона) используется для выработки пара, который затем используется в паровой турбине (цикл Ренкина) для выработки дополнительной мощности. Усиление проблемы улавливания и поглощения CO₂ на энергетической установке, работающей на угле, связано с уменьшением общей эффективности установки, что дополнительно увеличивает требуемое количество улавливаемого CO₂ для аналогичных выбросов парниковых газов на основе чистой МВт для двух типов топлива. Существующие угольные котельные могут быть преобразованы в комбинированные циклы, работающие на природном газе, с использованием значительной части существующего оборудования.

Комбинированные циклы, работающие на природном газе, с их более низкими капитальными затратами по сравнению с мощностью на основе угля, могут дополнять возобновляемые источники энергии, такие как солнечная энергия и ветер, которые имеют прерывистый характер. Другие преимущества включают в себя их пригодность для небольших применений, таких как распределенное производство электроэнергии, когда энергетическая установка расположена близко к потребителю электроэнергии и не зависит от обычной мегамасштабной электросети, а также для комбинированной выработки тепла и энергии (ТЭЦ), которая обсуждается в главе 10.

Природный газ нетипичного происхождения состоит из (i) «плотного газа», который содержится в коллекторах с низкой проницаемостью, (ii) метана угольного слоя, который адсорбируется в угле, и (iii) связанного со сланцами газа, который содержится в сланцевых формациях с низкой проницаемостью (чья проницаемость даже ниже, чем у резервуаров плотных газов) и запасы которых быстро растут. Обычные залежи природного газа содержатся в пористых горных породах из песчаника и карбонатов, таких как известняк и доломит, и содержат газ во взаимосвязанных пористых пространствах, через которые газ может в конечном итоге перетекать в ствол скважины. В случае метана из угольных пластов газ извлекается путем сброса давления. Также рассматривается введение CO₂ для вытеснения адсорбированного природного газа. Добыча плотного газа, а также сланцевого газа обычно требует стимуляции коллектора для создания дополнительной проницаемости.

Направленное бурение в горизонтальной плоскости обнажает гораздо большую часть

коллектора, чем обычные вертикальные скважины, что делает его более дешевым в зависимости от скважины и, таким образом, более благоприятным для разработки ограниченных и сланцевых газовых ресурсов (см. Рис. 1.1). Горизонтальное бурение состоит из бурения, скажем, до 600 м, затем в горизонтальном направлении в течение приблизительно 1½ км, по которому скважина проходит вдоль пласта, открывая больше возможностей для газа проникнуть в ствол скважины. Проницаемость увеличивается за счет гидравлического разрыва пласта после бурения и освоения скважины. Он включает в себя разрушение горных (сланцевых) пород в пласте путем закачки большого количества жидкости (~ 20000 м³ воды с 9,5% частиц расклинивающего наполнителя, такого как песок и 0,5–1% химических добавок) в скважину под высоким давлением для разрушения горных пород в резервуаре. Частицы расклинивающего агента поддерживают индуцированный гидравлический разрыв открытым после сброса давления жидкости для фракционирования. Газ восстанавливается по мере сброса давления. В воду добавляются около 750 химических соединений, включая смазочные материалы, биоциды для предотвращения роста бактерий, ингибиторы образования отложений для предотвращения осаждения минералов, а также ингибиторы коррозии и стабилизаторы сланца для предотвращения набухания расширяющихся глинистых минералов.

Оценки технически извлекаемого сланцевого газа, проведенные Управлением энергетической информации США (2013а) в 2012 году, были самыми высокими для Китая - 32×10^{12} м³, за которыми следуют Соединенные Штаты - 20×10^{12} м³, а в мире - 207×10^{12} м³, что является значительной частью общих мировых запасов природного газа, около одной трети от общего объема. Чтобы представить эти цифры в перспективе, ежегодное потребление газа в 2012 году составило $3,4 \times 10^{12}$ м³ в мировом масштабе.

Сланцевый газ обычно имеет значительно более высокое содержание углеводородов (выше, чем CH_4), чем обычный природный газ, что помогает улучшить общую экономику, поскольку эти более высокие углеводороды могут быть извлечены и проданы отдельно по более высокой стоимости.

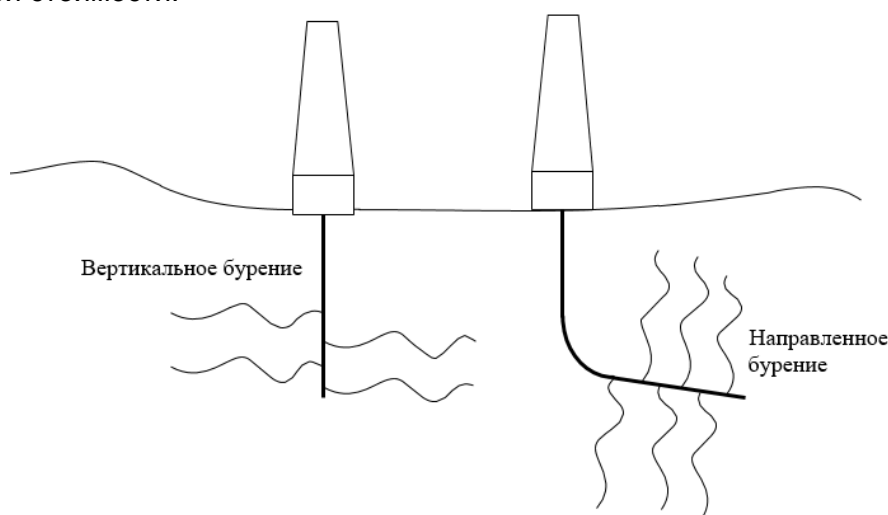


РИСУНОК 1.1 Вертикальное или направленное (в основном горизонтальное) бурение

В дополнение к высшим углеводородам природный газ в устье скважины обычно содержит кислотные или «кислые» газы, такие как CO_2 и H_2S , как упомянуто ранее, влагу и ряд других нежелательных компонентов, которые должны быть удалены. Обработка включает в себя сочетание адсорбционной, абсорбционной и криогенной ступеней. Кислые газы образуют едкие кислоты при соединении с H_2O , например, CO_2 образует угольную кислоту. Кроме того, CO_2 снижает теплотворную способность природного газа. Фактически,

природный газ не годится для продажи, когда концентрация CO_2 превышает 2–3%. Помимо того, что H_2S является чрезвычайно токсичным газом, он очень агрессивен в присутствии влаги. Кислые газы могут быть отделены от природного газа контактированием с моноэтаноламином (МЭА) при работе под низким давлением, когда требуются строгие характеристики отходящего газа. Диэтаноламин (ДЭА) используется при обработке от среднего до высокого давления. ДЭА не требует регенерации растворителя, как и МЭА, где нежелательные стабильные соединения образуются из загрязнителей природного газа. Нг также может присутствовать в природном газе, и в этом случае процесс обработки включает адсорбцию. Предпочтительно использовать регенеративный процесс, чтобы избежать образования опасного потока, состоящего из адсорбента с содержанием Нг. Эти типы процессов массопереноса описаны в главе 5.

Другим компонентом, который может присутствовать в природном газе, является Не, и он находит широкое применение в промышленности.

Он криогенно отделяется и извлекается, когда его концентрация в природном газе превышает 0,4% по объему. Он может быть дополнительно очищен в процессе краткоциклической адсорбции (PSA). И дистилляция, и PSA описаны в главе 5. Высшие углеводороды: C_2H_6 , C_3H_8 и C_4H_{10} представляют добавленную величину по сравнению с обычным трубопроводным газом, в то время как «конденсат», состоящий из фракции C_5 +, может использоваться в качестве бензина. Кроме того, удаление конденсата часто требуется для соответствия спецификациям точки росы газопровода, чтобы избежать конденсации внутри трубопровода.

Пример 1.1. Предполагая работу идеального газа, рассчитайте LHV и HHV природного газа в килоджоулях на стандартный² кубический метр ($\text{кДж} / \text{см}^3$), соответствующие «среднему» составу, показанному в таблице 1.2, используя данные LHV и HHV, представленные для каждого из компонентов в таблице 1.3, Предположим, что все углеводороды с C_4 по C_6 имеют прямую цепь (то есть они являются «нормальными», обозначенными «н» углеводородами), причем теплотворная способность, а также другие теплофизические свойства зависят от степени разветвления углеродной цепи. Затем сравните LHV природного газа, рассчитанного по HHV.

Решение

Поскольку предполагается поведение идеального газа, мольный состав и объемный состав. Объемные данные в процентах в таблице 1.2 не совсем складываются до 100%, и предполагается, что незарегистрированные значения соответствуют негорючим компонентам.

Вклад каждого компонента i в LHV и HHV дается в виде $y_i \cdot \text{LHV}$ и $y_i \cdot \text{HHV}$, как показано в таблице 1.3, в результате чего получается смесь $\text{LHV} = 35,290 \text{ кДж} / \text{см}^3$ и $\text{HHV} = 39,081 \text{ кДж} / \text{см}^3$.

ТАБЛИЦА 1.3 Сводка расчетов теплотворной способности

От% объема	Дано		Вычислено		
	Моль %	LHV	HHV	$y_i \cdot \text{LHV}$	$y_i \cdot \text{HHV}$
					H_2O образуемый при

² При 15°C и давлении 1 атм, используемом поставщиками природного газа в Европе и Южной Америке, в то время как нормальный мз (Нмз) измеряется при давлении 0° С и 1 атм.

Составляющая	горении					
	100 y _i	кДж/См ³		кДж/См ³		См ³ /См ³ прир.газа
CH ₄	93	34,064	37,799	31,680	35,153	1.860
C ₂ H ₆	3	61,220	66,853	1,837	2,006	0.090
C ₃ H ₈	1	88,975	96,623	890	966	0.040
n-C ₄ H ₁₀	0.5	116,134	125,722	581	629	0.025
n-C ₅ H ₁₂	0.1	138,369	149,822	138	150	0.006
n-C ₆ H ₁₄	0.1	164,595	177,652	165	178	0.007
N ₂ + CO ₂ + другие негорючие	2.3	—	—	0	0	—
Итого	100.0			35,290	39,081	2.028

Чтобы рассчитать LHV из предыдущего значения HHV, требуется количество воды, образованное в результате полного окисления горючих веществ, а объемный или молярный вклад каждого компонента i в образование H₂O определяется как $y_i * m / 2$ где m - число атомов H в компоненте i , приведенное в последнем столбце таблицы 1.3, в результате чего общее количество 2,028 см³ H₂O образуется на стандартный кубический метр природного газа. Затем, используя скрытую теплоту H₂O как 2464 кДж / кг, полученную из таблиц водяного пара (например, Кинан и соавт., 1969г.) при стандартной температуре 15 ° C, где молярный объем идеального газа составляет 23,64 см³ / кмоль при давлении 1 атм:

$$LHV = HHV - \frac{2.028 \frac{\text{см}^3}{\text{см}^3}}{23.64 \frac{\text{см}^3}{\text{кмоль}}} * 2.464 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} * 18.015 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}} = 35.373 \text{ кДж/см}^3$$

Это значение хорошо сопоставимо со значением 35, 290 кДж / см³, показанным в таблице 1.3.

1.1.1.2 Нефть Хотя нефтяные ресурсы в некоторой степени встречаются в большинстве частей мира, основные коммерчески ценные ресурсы находятся в относительно меньшем количестве мест, где преобладали надлежащие геологические условия для образования и хранения этого топлива под землей. Широко признано, что образование нефти (слово, полученное из латыни: petra = камень, oleum = масло) было биогенным по своей природе, поскольку залежи нефти обнаруживаются почти исключительно в осадочных породах, заложенных миллионы лет назад, когда жизнь на планете процветала.

Нефть представляет собой смесь различных углеводородов с небольшим количеством серы, азота и металлоорганических соединений. На нефтеперерабатывающем заводе проводится ряд стадий обработки для производства различного ценного товарного топлива, такого как бензин, дизельное топливо и топливо для реактивных двигателей из нефти, причем основной стадией обработки является операция перегонки.

Операция перегонки нефти не выделяет отдельные соединения, но дает различные фракции, состоящие из смесей. Например, мазут обычно содержит около 300 отдельных соединений. На самом деле нефть, а также различные топливные продукты, полученные из нефти, характеризуются кривой их температуры кипения, а не химическим составом. Эта кривая получается путем помещения известного объема (100 мл) образца в колбу с круглым дном со средствами для сбора и конденсации образующегося пара при его нагреве с заданной скоростью. Температура пара, когда собирается первая капля конденсата, записывается как «начальная точка кипения», а также когда объем собранного пара

составляет 5, 10, 15, 20 мл, после чего на каждом последующем интервале 10 мл до 80 мл, и, наконец, через каждые последующие 5 мл и в конце теста, который записывается как «конечная точка», где испарение больше не происходит. Обратите внимание, что остаток в колбе, может разлагаться, если температура продолжает расти.

Нефть, полученная на нефтеперерабатывающем заводе, обрабатывается в опреснителе для вымывания солей перед его переработкой в дистилляционной установке, работающей при атмосферном давлении. Остатки от этой перегонной установки могут быть поданы в вакуумную перегонную установку для максимального извлечения ценных компонентов при более низкой температуре кипения. Два основных класса жидкого топлива производятся на нефтеперерабатывающем заводе: дистилляты и остатки. Дистилляты состоят полностью из испаренного материала, полученного в результате операции перегонки нефти (впоследствии конденсированной), и являются чистыми, не содержат осадка, имеют относительно низкую вязкость и не содержат неорганический пепел. Бензин, керосин или топливо для реактивных двигателей и дизельное топливо являются дистиллятами. Остатки содержат фракции, которые не испарились в процессе перегонки, и содержат неорганические компоненты золы (которые происходят из нефти) и имеют более высокую вязкость, такую как тяжелое нефтяное топливо. В дополнение к фракциям бензина, керосина, дизельного топлива и мазута, другие фракции, имеющие более низкие температуры кипения, выделенные перегонкой, включают следующее:

- Газообразный поток, представляющий собой смесь углеводородов, главным образом, с прямой цепью, со средним числом атомов углерода около 4 (число атомов C в молекуле) и продаваемый в виде сжиженного нефтяного газа (СНГ) после обессеривания, что может быть достигнуто с использованием процесса амина, аналогичного обессериванию природного газа.

- Нафта, представляющая собой смесь углеводородов, главным образом с прямой цепью, с 5–12 атомами углерода, которая подается в процесс каталитического риформинга для повышения октанового числа путем перестройки структуры углеводородов. Нафта сначала подвергается гидроочистке (каталитически реагирует с H_2 при высоком давлении) с образованием H_2S из соединений серы, после чего следует десульфурация перед подачей в риформинг-процесс для защиты катализатора в риформинг-установке.

Фракции сжиженного нефтяного газа, бензина, керосина, дизельного топлива и мазута также подвергаются дальнейшей обработке, чтобы соответствовать требуемым спецификациям продукта перед тем, как они покидают нефтеперерабатывающий завод, что включает удаление серы, азота (их оксиды, образующиеся в результате процесса горения, являются загрязняющими веществами), и кислорода. Эти стадии обработки могут включать установку Мерох, которая помогает в процессе десульфурации путем раскисления меркаптанов до органических дисульфидов; блок гидрокрекинга, использующий водород для превращения более тяжелых фракций в более легкие и более ценные продукты; установку висбрекинга, которая перерабатывает тяжелые остаточные масла путем термического крекинга в более легкие и более ценные продукты с пониженной вязкостью; установку алкилирования, в которой в качестве катализатора используют H_2SO_4 или HCl для получения высокооктановых компонентов, подходящих для смешивания бензина; установку димеризации для превращения олефинов в компоненты с высоким октановым числом бензина; изомеризирующую установку для превращения молекул с прямой цепью в молекулы с более высоким октановым числом разветвленных цепей, снова пригодных в качестве компонентов бензина; и установку коксования, которая может перерабатывать очень тяжелые остаточные масла с получением дополнительного бензина и дизельного топлива, образуя при этом нефтяной кокс в качестве остаточного продукта. В зависимости от чистоты (то есть содержания S и металлов, таких как V и Ni) и типа процесса

производства нефтяного кокса, он может быть ценным продуктом, подходящим для изготовления электродов, или может использоваться в качестве твердого топлива, такого как уголь. Однако котельная, использующая кокс, должна быть спроектирована таким образом, чтобы учитывать его примеси, путем установки подходящих процессов очистки дымовых газов, а также утилизации золы экологически безопасным способом.

Жидкое топливо, полученное из нефти, стало основным источником энергии во многих странах благодаря доступности и удобству этих видов топлива для транспортных двигателей (бензин, керосин и дизельное топливо), а также иногда для стационарных энергетических установок (мазут).

Оценки Управления по энергетической информации США (2014г.) по оставшимся извлекаемым запасам нефти в 2012 году были самыми высокими для Саудовской Аравии - 267×10^9 баррелей, за которыми следуют Венесуэла и США с около 211×10^9 баррелями, в то время как по всему миру всего было 1526×10^9 баррелей (1 баррель эквивалентен $5,8 \times 10^6$ БТЕ или 6,1 ГДж на основе HHV). Чтобы представить эти цифры в перспективе, уровень потребления нефти в 2012 году составил 89×10^6 баррелей в день.

Чтобы увеличить производство более ценных продуктов, а также десульфурированных и денитрифицированных продуктов, ряд процессов осуществляется после перегонки нефти. Примером является гидроочистка для обессеривания, денитрификации и дезоксигенирования.

Каталитический риформинг - это химический процесс, используемый для превращения нафты, обычно имеющей низкие октановые числа, в высокооктановые жидкие продукты, называемые риформатами, которые являются компонентами высокооктанового бензина (также известного как газолин). По сути, этот процесс перестраивает или реструктурирует углеводородные молекулы в сырье нафты, а также разбивает некоторые молекулы на более мелкие молекулы. Общий эффект состоит в том, что продукт риформинга содержит углеводороды более сложной молекулярной формы, имеющие более высокие октановые числа, чем углеводороды в исходном сырье нафты. При этом процесс отделяет атомы водорода от углеводородных молекул и производит очень значительные количества побочного газообразного водорода для использования в ряде других процессов в современном нефтеперерабатывающем заводе. Другими побочными продуктами являются небольшие количества метана, этана, пропана и бутана.

1.1.1.3 Уголь Уголь является наиболее неоднородным среди всех видов ископаемого топлива. Формирование угля происходит из остатков растительного происхождения под воздействием огромного давления и температуры, преобладающих в земной коре и из-за отсутствия воздуха во временных рамках, охватывающих миллионы лет. Основным элементом, присутствующим в «органической части» угля, является углерод с меньшим количеством водорода, кислорода, азота и серы. Сера, в основном в виде пирита железа, также присутствует в составе «неорганической части» или золы в угле, который включает соединения алюминия, кремния, железа, щелочноземельных металлов и щелочей. Уголь также содержит хлор, ртуть и другие летучие металлы. Состав угля выражается его «элементарным составом» и его «техническим анализом». Элементный анализ обеспечивает анализ органической части угля вместе с содержанием влаги (если данные на влажную массу), зольностью и содержанием серы. Можно также указать формы серы, то есть фракции, которые являются частью органической и неорганической частей угля. Неорганическая часть может быть дополнительно подразделена на присутствующую в виде сульфида («пиритная», поскольку она обычно присутствует в виде FeS_2) и в виде сульфата. Технический анализ показывает содержание «фиксированного углерода», «летучих веществ», влаги и золы. Фиксированный углерод и летучие вещества вместе составляют органическую часть угля, причем летучим веществом является та фракция, которая

выделяется при нагревании угля в отсутствие O_2 , а остаток представляет собой углерод (фиксированный углерод) и неорганические составляющие. Содержание летучих веществ обычно является показателем реакционной способности и легкости воспламенения и влияет на конструкцию печи, например, более летучее вещество увеличивает длину пламени, влияя на количество вторичного воздуха и его распределение.

В случае газификации (частичное окисление с образованием горючего газа, как описано в главе 9) при более мягких температурах содержание летучих веществ указывает на количество производимых органических компонентов, таких как гудроны, масла и газообразные соединения. Зольность также важна при проектировании печи или газогенератора, оборудования для контроля загрязнения и систем обработки золы. Это также влияет на эффективность печи или газогенератора. Летучие вещества определяют, помещая взвешенный образец свежемолотого угля в закрытый тигель и нагревая его в печи при $900 \pm 15^\circ\text{C}$ за время, определенное Американским обществом испытаний и материалов (ASTM). Летучие вещества затем рассчитываются путем вычитания содержания влаги в угле из потери массы, измеряемой в предыдущем процессе нагрева. Зольность может быть определена путем нагревания твердого вещества, остающегося в тигле, над горелкой Бунзена до полного сгорания углерода (путем многократного взвешивания образца до получения постоянного веса). Остаток затем записывается как зола, в то время как фиксированный углерод идет как разница.

Уголь классифицируется по степени метаморфизма на следующие четыре типа:

1. Антрацитовый уголь с низким содержанием летучих веществ и состоящий в основном из углерода (фиксированный углерод).
2. Каменный уголь, который содержит значительные количества летучих веществ и, как правило, проявляет свойства набухания или слеживаемости при нагревании.
3. Полубитуминозный уголь, который является более молодым углем, содержит значительное количество летучих веществ, а также влагу, связанную с остатками клеточной структуры растения («присущая» влага).
4. Бурый уголь, который является самой молодой формой угля, то есть когда торфяной мох не включен в более широкое определение типов угля, имеет очень высокое содержание влаги, это приводит к гораздо более низкой теплотворной способности, чем у других типов угля.

ТАБЛИЦА 1.4 Состав каменного и бурого угля (на рабочую массу)

Тип угля	Каменный	Бурый
Название угля	Illinois No. 6	N. Dakota Beulah-Zap
Шахта	Old ben	Freedom
Технический анализ (%) ¹		
Влага	11.12	36.08
Зола	9.7	9.86
Летучие вещества	34.99	26.52
Связанный углерод	44.19	27.54
Итого	100	100
Элементный анализ (%)		
Углерод	63.75	39.55
Водород	4.5	2.74
Азот	1.25	0.63
Сера	2.51	0.63
Хлор	0.29	12 ppmw

Зола	9.7	9.86
Влага	11.12	36.08
Кислород	6.88	10.51
Итого	100	100
Теплотворная способность		
HHV (кДж/кг)	27,135	15,391
HHV (БТЕ/фунт)	11,666	6,617
LHV (кДж/кг)	26,172	14,803
LHV (БТЕ/фунт)	11,252	6,364
Микроэлемент(ы)		
Ртуть (част./млн.)	0.18	0.116

В таблице 1.4 представлены данные о составе и теплотворной способности каменного и бурого угля. Как видно, содержание влаги в буром угле намного выше, а его теплотворная способность ниже. Уголь является высокогетерогенным твердым веществом, и можно ожидать значительных изменений его состава и теплотворной способности, подаваемого из того же пласта.

Почти весь уголь, потребляемый в мире, предназначен для выработки электроэнергии путем сжигания угля в котлах и выработки электроэнергии с помощью парового цикла Ренкина, то есть вырабатывает пар высокого давления для питания турбины, как описано в главе 8. Уголь в ограниченной степени используется на установках газификации для производства газа, также известного как синтез-газ, для топливных комбинированных циклов на основе газовых турбин в комбинированном цикле с газификацией угля (IGCC), как описано в главе 9. Ожидается, что с введением более совершенных газовых турбин в будущем, IGCC на угольной основе будет иметь прочную экономическую базу в дополнение к своей превосходной экологической характеристике, чтобы конкурировать с котельными энергетическими установками. Продолжается также синтез химических веществ, большинство таких установок строится в Китае.

Способ добычи угля зависит от глубины и качества угольных пластов и местной геологии. Уголь добывается на поверхности или под землей в зависимости от глубины (добыча на поверхности обычно, когда глубина ограничена до 50 м), толщины угольного пласта и характера наноса. Уголь после его добычи, который называется «рядовым углем», как правило, доставляется на обогатительную фабрику, чтобы отделить любые породы, а также детали машин или инструменты, которые могут остаться в процессе добычи, и уменьшить количество примесей неорганических веществ (зола вместе с сопутствующей пиритной серой) с целью повышения ее стоимости. Очистка осуществляется в настоящее время с помощью физического (механического) разделения загрязняющих веществ с использованием различий в физических свойствах, таких как плотность. Химическая очистка, при которой вымываются примеси, а также микробные процессы (особенно для удаления серы) находятся на стадии разработки.

При физической очистке уголь измельчается и разделяется на крупные и мелкие фракции с помощью сортировки, при этом генерируемые таким образом потоки обрабатываются отдельно. Уголь крупнее 12,5 мм можно очистить в «емкости для обогащения в тяжелых средах» методом гравитационного разделения. Суспензия, состоящая из взвешенных мелких частиц магнетита или ферросилиция в воде, образует среду с удельным весом, который позволяет материалам с низкой плотностью, таким как частицы угля, плавать и отделяться сверху, а неорганическим материалам с более высокой плотностью погружаться. Частицы угля размером от 1 до 12,5 мм могут быть очищены в циклоне с тяжелой средой, в котором используется центробежная сила, создаваемая круговым движением, чтобы снова вызвать разделение на основе плотности. Частицы в

диапазоне размеров от 150 мкм до 1 мм можно очищать в спиральном сепараторе, который использует, в дополнение к плотности, разницу в гидродинамических свойствах, таких как сопротивление. Частицы размером менее 150 мкм могут быть очищены флотацией, в которой главным образом используется различие в их гидрофобности, усиливающееся за счет использования поверхностно-активных веществ и смачивающих агентов. Частицы угля прилипают к пузырькам воздуха, наведенным в агент, и поднимаются на поверхность, вызывая тем самым отделение. В дополнение к вспенивающему агенту (например, алифатический или ароматический спирты, простые гликолевые эфиры) и флокулянту (например, водорастворимый полимер, анионный полиакриламид) добавляются другие химические вещества, способствующие разделению, такие как коллекторы, активаторы, депрессанты, а также реагенты для контроля pH.

Оценки Управления по энергетической информации США (2014) в 2008 году по остаточному извлекаемому углю были самыми высокими для Соединенных Штатов - 236×10^9 тонн, а по России - 157×10^9 тонн, тогда как в мировом масштабе общее количество составило 860×10^9 тонн. Годовой уровень потребления угля в 2011 году составил $7,4 \times 10^6$ тонн. Следует иметь в виду, однако, что уголь из разных регионов имеет разное содержание энергии. Эти данные указывают на то, что запасы могут сохраняться в течение длительного времени, если текущая норма потребления сохранится, что вызывает тревогу, если сопровождающие выбросы CO_2 остаются без контроля и будут накапливаться в атмосфере.

Пример 1.2. Оцените процент улавливания CO_2 (отделенного от дымовых газов для последующей секвестрации), требуемый от котла сверхкритических параметров, эксплуатируемого на энергетическом угле», чтобы получить тот же объем выбросов CO_2 , исходя из чистой МВт электроэнергии, вырабатываемой установкой, как комбинированный цикл, работающий на природном газе (обратите внимание, что выбросы CO_2 , рассматриваемые в этом примере, не представляют собой выбросы на основе полного жизненного цикла, которые могут быть значительными, например, в случае угля не включают добычу, очистку и транспортировку). Следующие данные доступны для угольной электростанции и установки, работающей на природном газе (обратите внимание, что скорость нагрева - это количество энергии в топливе, необходимое для производства единицы электроэнергии и обратно пропорциональное эффективности). Предположим, что чистая тепловая мощность установки изменяется линейно в зависимости от процента улавливания CO_2 и полного сгорания обоих видов топлива.

Угольная котельная:

Удельный расход тепла нетто (на основе HHV) без улавливания $\text{CO}_2 = 9165$ кДж / кВтч

Удельный расход тепла нетто (на основе HHV) при улавливании 90% $\text{CO}_2 = 12\,663$ кДж / кВтч

Уголь: Каменный уголь Иллинойс № 6 с характеристиками, приведенными в таблице 1.4

Парогазовая установка, работающая на природном газе:

Удельный расход тепла нетто (на основе LHV) без улавливания $\text{CO}_2 = 5800$ кДж / кВт.ч.

Природный газ: с характеристиками, рассчитанными в примере 1.1.

Решение

Количество CO_2 , образующееся при полном сгорании природного газа, рассчитывается путем суммирования, которое образуется из каждого из его компонентов, в виде $y_i n$ кмоль CO_2 / кмоль природного газа, где y_i - мольная доля вида i , а n - количество С атомы в этом виде. Эти значения сведены в таблице 1.5, что дает 1,056 кмоль CO_2 / кмоль

природного газа.

Далее LHV природного газа

$$= 35,290 \frac{\text{кДж}}{\text{См}^3} \text{ (из примера 1.1)} = 35,290 \frac{\text{кДж}}{\text{См}^3} * 22,414 \frac{\text{Нм}^3}{\text{кмоль}} * \frac{(273,18 + 15)^\circ\text{К} \text{См}^3}{(273,18 + 0)^\circ\text{К} \text{Нм}^3} = 834,422 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \text{прир. газа}}$$

Затем CO₂ выделяется при сжигании природного газа

$$1,056 \frac{\text{кмоль}}{\text{кмоль}} * 5,800 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт. ч}} * 1,000 \frac{\text{кВт}}{\text{МВт}} / \left(834,422 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}} \right) = 0,007340 \frac{\text{кмоль}}{\text{МВт. ч}}$$

ТАБЛИЦА 1.5 Расчетное количество CO₂, образующегося при полном сгорании

Составляющая	Моль %	CO ₂ образующийся при горении
	100 уі	кмоль / кмоль природного газа
CH ₄	93	0.930
C ₂ H ₆	3	0.060
C ₃ H ₈	1	0.030
n-C ₄ H ₁₀	0.5	0.020
n-C ₅ H ₁₂	0.1	0.005
n-C ₆ H ₁₄	0.1	0.006
CO ₂	0.5	0.005
N ₂ + другие негорючие	1.8	0
Итого	100.0	1.056

Количество CO₂, образующегося при полном сгорании угля, рассчитывается по содержанию углерода в угле (0,6375 кг / кг угля).

CO₂, образующийся при сжигании угля = (0.6375 кг/кг/12.011 кг/кмоль) = 0.05308 кмоль/кг угля.

CO₂, выбрасываемый в результате сжигания угля с 0% улавливанием = 0.5308 кмоль/кг угля × 9, 165 кДж/кВт · ч × 1.000 кВт/МВт/ (27, 135 кДж/кг) = 0.01793 кмоль/МВтч.

CO₂, выбрасываемый в результате сжигания угля с 90% улавливанием = 0.05308 кмоль/ кг угля × 12, 663 кДж/кВт · ч × 1.000 кВт/МВт/ (27,135 кДж/кг) × (1 – 0.9) = 0.00248 кмоль/МВтч.

Затем путем линейной интерполяции между этими двумя значениями для CO₂, выделяемого при сжигании угля, для получения того же выброса, что и для установки, работающей на природном газе, улавливание CO₂, необходимое для угольной электростанции = 62%, опять же, не на основе полного жизненного цикла.

1.1.1.4 Горючий сланец Органические твердые вещества в горючих сланцах представляют собой воскоподобный материал, называемый керогеном, и нефть добывается

путем нагревания породы в ретортах без воздуха, где кероген разлагается, образуя нефть, газ, воду и некоторое количество коксового остатка. Источник керогена является биогенным по своей природе, поскольку наиболее обширные залежи горючего сланца обнаруживаются в том, что когда-то были большими мелкими озерами и морями миллионы лет назад, когда субтропические и застойные условия способствовали росту и накоплению водорослей, спор и пыльцы. Содержание азота в горючем сланце обычно выше, чем в нефти, и если его оставить в топливе, полученном из горючего сланца, такого как бензин или топливо для реактивных двигателей, это приведет к значительным выбросам NO и NO_2 (вместе обозначаемых как NO_x). Производство товарного топлива из горючего сланца требует более обширной переработки, чем большинство видов нефтяного сырья. В Соединенных Штатах имеются значительные запасы горючего сланца, сосредоточенные в Колорадо и Юте, за которыми следуют Россия и Бразилия.

1.1.2 Ядерное топливо

Коммерческое производство энергии из ядерной энергии включает преобразование вещества в энергию с помощью реакций ядерного деления. Эти реакции состоят из захвата нейтрона ядрами делящихся изотопов. В современных коммерческих ядерных реакторах используется U-235, делящийся изотоп урана, содержащий в своем ядре в общей сложности 235 нейтронов и протонов. Большинство современных реакторов требуют топлива, которое содержит от 3,5 до 5% U-235, в то время как природный уран (который существует в форме оксида в руде) может содержать всего 0,1% урана (в основном в форме U-238, который не является делящимся, т.е. не подвергается делению) и только 0,7% его делящееся. Таким образом, начальная стадия приготовления подходящего топлива для ядерных реакторов состоит в получении концентрированной формы урана, обычно содержащей 80% урана. Остатки этого процесса концентрации содержат долгоживущие радиоактивные материалы в низких концентрациях и токсичные материалы, такие как тяжелые металлы, и должны быть изолированы от окружающей среды. Для производства ядерных «тепловыделяющих элементов» требуется ряд других технологических этапов, как объяснено в Главе 12.

Основными проблемами были безопасность производства ядерной энергии с точки зрения случайного выброса радиоактивных материалов из реактора в окружающую среду, а также безопасное обращение с ядерными отходами и их утилизация. Эти вопросы препятствуют широкому использованию ядерной энергии во многих странах. Франция, однако, была исключением, где большая часть ее электроэнергии вырабатывается в результате ядерного деления.

Выработка атомной энергии имеет значительно меньший углеродный след по сравнению с выработкой энергии на ископаемом топливе на основе полного жизненного цикла, что привело к возобновлению интереса к строительству ядерных энергетических установок в ряде стран при одновременном улучшении конструкции на основе уроков, извлеченных из предыдущих аварии на ядерных энергетических установках.

Совместный отчет Агентства по ядерной энергии Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и Международного агентства по атомной энергии (Уран, 2011 г.: ресурсы, производство и спрос, 2012 г.) показывает текущие оценки остаточной извлекаемой урановой руды, если цена на нее ниже 130 долл. США / кг являются самыми высокими для Австралии - 1 661 000 тонн, затем для Казахстана - 629 000 тонн, тогда как в мировом масштабе общая сумма составляет 5 327 200 тонн. При текущем уровне потребления, запаса хватает еще на 100 лет.

1.1.3 Возобновляемые энергоресурсы

1.1.3.1 Биомасса и твердые муниципальные отходы Все живое растительное вещество, а также органические отходы, полученные из растений, людей, животных и морской жизни, представляют собой источники энергии, которые при правильном управлении и использовании могут внести существенный вклад в сохранение наших ограниченных ископаемых источников энергии и ядерного топлива, и что более важно, оказывают влияние на глобальные выбросы парниковых газов.

Конкретными примерами биомассы являются сельскохозяйственные отходы, деревья и травы, специально выращиваемые для сбора в качестве энергетических культур, лесные отходы, городские древесные отходы и отходы мельниц, отходы бумажной промышленности, сточные воды и отходы животноводческих ферм. Эти отходы или остатки, а также твердые бытовые отходы во многих случаях создают проблему утилизации при значительном содержании энергии. Основной движущей силой для использования растительной биомассы в качестве источника энергии является ее почти нейтральный уровень CO_2 . Полная нейтральность CO_2 повлечет за собой скорость роста такой биомассы, которая точно уравнивает скорость выброса CO_2 , но во внимание должны быть приняты выбросы CO_2 , связанные с любым ископаемым топливом, используемым для синтеза удобрений и другие сельскохозяйственные химикаты, необходимые для выращивания биомассы, а также сбор и любая другая сушка, и транспортировка биомассы. Рост биомассы путем фотосинтеза является природным поглотителем CO_2 , обусловленным солнечной энергией, однако при рассмотрении энергетических культур следует учитывать относительные временные масштабы роста и использования. Например, заготовка перестойных деревьев в качестве топлива не должна рассматриваться для использования в качестве энергии, в то время как быстрорастущие топливные культуры, сельскохозяйственные отходы и отходы древесины должны. Сельскохозяйственные остатки образуются после каждого цикла уборки товарных культур, и часть оставшихся стеблей и биомассы остается на земле, которую можно собирать.

Остатки пшеничной соломы и кукурузной соломы составляют большую часть растительных остатков, но должна быть принята во внимание их ценность в качестве удобрения при вспашке обратно в почву. Энергетические культуры, которые производятся исключительно или в первую очередь для использования в качестве сырья в процессах производства энергии, включают в себя гибридный тополь, гибридную иву и просо прутьевидное, но его следует выращивать на земле, не конкурируя с производством продуктов питания. Потенциальные экологические проблемы выращивания энергетических культур, которые должны быть приняты во внимание, включают потерю биоразнообразия из-за выращивания только одного вида растений для нескольких циклов культур, а также загрязнения экосистем удобрениями.

Лесные остатки включают материал биомассы, остающийся в лесах, которые были заготовлены для древесины. Операции по заготовке древесины не позволяют извлечь весь материал из биомассы, поскольку только лесоматериалы определенного качества можно использовать на перерабатывающих предприятиях, и, таким образом, значительное количество остаточного материала после заготовки древесины потенциально доступно для целей производства энергии. Эти лесные остатки состоят из лесорубочных остатков, грубой, гнилой, пригодной для утилизации мертвой древесины и избыточных небольших деревьев. Городские древесные отходы и отходы мельниц включают в себя древесные отходы от производственных операций, которые в противном случае были бы захоронены, такие как

остатки мельниц, поддоны, строительные отходы и строительный мусор³.

В бумажной промышленности древесину или другое целлюлозное сырье перерабатывают щелочными химикатами при высокой температуре и давлении, чтобы отделить целлюлозные волокна древесины от связующих веществ (лигнинов, смол), а отработанный (черный) щелок регенерируется путем сжигания в специально спроектированных котлах с добавлением $\text{Na}(\text{SO}_4)_2$, в то же время, восстанавливая его энергетическую ценность. Газификация черного щелока является еще одним рассматриваемым вариантом. В промышленности по переработке бумаги макулатуру получают и снимают чернила перед извлечением волокна, образующего шлам, содержащий частицы чернил и волокна, слишком короткие для преобразования в готовый бумажный продукт. Этот поток отходов также может быть использован для восстановления энергии.

Биомассу можно сжигать в специально сконструированных котлах или газифицировать для получения газа, который можно использовать для выработки энергии в двигателях внутреннего сгорания или топливных элементах. Совместное использование биомассы вместе с углем в крупных энергетических установках для реализации эффекта масштаба приобретает большой интерес. Однако при сжигании потоков отходов, таких как твердые бытовые отходы, обработанная древесина и пластмассы, особенно те, которые содержат хлор, могут образовываться высокотоксичные загрязнители, такие как диоксины и фураны (описанные далее в этой главе), и следует принять надлежащие проектные меры для ограничения этих выбросов.

Биомасса как возобновляемый источник энергии обеспечивала около 50 ЭДж / год или 10% от общего объема первичной энергии в мире в 2008 году, тогда как на нее приходилось менее 4% общего потребления энергии в США в 2009 году. К 2050 году технический потенциал энергии, получаемой из биомассы, может достигать 500 ЭДж / год (Эденхофер и соавт., 2011г.). В Таблице 1.6 приведены данные о составе и теплотворной способности древесной биомассы и сушеного проса прутьевидного, наряду с данными для каменного угля. Как видно, теплотворная способность

ТАБЛИЦА 1.6. Характеристики биомассы по сравнению с углем

Основа	Древесная биомасса		Просо		Каменный уголь	
	Сухой	При получении	Сухой	При получении	Сухой	При получении
Элементный анализ (%)						
Углерод	52.36	26.18	42.60	36.21	71.72	63.75
Водород	5.60	2.80	6.55	5.57	5.06	4.5
Азот	0.37	0.19	1.31	1.11	1.41	1.25
Сера	0.03	0.02	0.01	0.01	2.82	2.51
Хлор	0.10	0.05	0.04	0.03	0.33	0.29
Зола	1.38	0.69	7.41	6.30	10.91	9.7
Влажность	0.00	50.00	0.00	15.00 ^a	0	11.12
Кислород	40.16	20.08	42.08	35.77	7.75	6.88
Итого	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Теплотворная способность						
HHV (кДж/кг)	19,627	9,813	18,113	15,396	30,531	27,135
HHV (БТЕ/фунт)	8,438	4,219	7,787	6,619	13,126	11,666
LHV (кДж/кг)	18,464	9,232	16,659	14,161	29,568	26,172

³ Химически обработанные строительные отходы могут привести к образованию загрязняющих веществ при горении, причем их источником являются химикаты для обработки, и в схему установки должны быть включены надлежащие меры по борьбе с загрязнением

LHV (БТЕ/фунт)	7,938	3,969	7,162	6,088	12,712	11,252

^aВысушенный на поле.

биомассы значительно ниже, чем у угля. Содержание влаги в биомассе обычно намного выше, чем у каменных углей, если только биомасса не была высушена в поле, как в случае с просом.

Пример 1.3. Выразите эквивалентную тепловую энергию, необходимую для сушки древесной биомассы при получении, до того же содержания влаги, что и для каменного угля при получении с характеристиками, показанными в таблице 1.6, в процентах от HHV от биомассы при получении. Предположим, что эквивалентная энергия, содержащаяся в биомассе, требуемая для операции сушки, составляет 2400 кДж / кг испаренной воды (предполагается, что сушилка с паровым нагревом включает электрическую энергию, используемую в операции сушки, преобразованную в эквивалентную тепловую энергию).

Решение

Влажность биомассы при получении = 50%.

Влажность биомассы после сушки = 11,12%.

Удаляемая влага = $0.5 - (0.1112/1 - 0.1112) \times (1 - 0.5) = 0.4374$ кг H₂O/ кг в расчете на полученную биомассу.

Суммарный эквивалент топлива для сушки = 0.4374 кг H₂O/кг в расчете на биомассу при получении) (2400 кДж/кг H₂O) = 1050 кДж / кг в расчете на биомассу при получении.

HHV биомассы = 27,135 кДж/кг в полученном виде.

Суммарный эквивалент топлива для сушки в процентах от HHV в биомассе = $(1,050 \text{ кДж/кг} / 27,135 \text{ кДж/кг}) \times 100\% = 3.87\%$.

1.1.3.2 Гидроэлектрическая энергия Это наиболее широко используемая форма возобновляемых источников энергии, на которую в 2008 году приходилось более 16% мирового потребления электроэнергии, тогда как общий ресурсный потенциал составляет 14,576 ТВтч / год (Эденхофер и соавт., 2011г.). В 2009 году на нее приходилось 2,7% общего потребления энергии в США. Этот ресурс стал важным в наше время благодаря разработке эффективных электрических генераторов и технологии передачи, которые позволяют передавать электроэнергию на огромные расстояния от удаленно расположенных гидроэнергетических установок до потребителей энергии за несколько сотен миль.

Энергия, которая может быть получена из проточной воды, зависит от количества потока воды и гидростатического напора, который представляет собой высоту, через которую можно заставить воду течь из резервуара, созданного плотиной, к гидравлической турбине. Таким образом, строительство водозаборных и водохранилищных плотин для таких гидроэнергетических установок требует соответствующей топографии и других условий на месте, а также крутого понижения уровня воды в реке. Экологическое воздействие затопления больших площадей земли при строительстве плотины может иметь разрушительные последствия, если такие проекты не будут должным образом спланированы для минимизации воздействия на местное население, а также на флору и фауну. Гидроэнергетические установки являются капиталоемкими, но эксплуатационные расходы низки, поскольку у таких установок нет затрат на топливо.

1.1.3.3 Солнечная энергия Приблизительно половина солнечной энергии, достигающей внешней атмосферы Земли, достигает земной поверхности, а остальная часть состоит из фракции, поглощенной атмосферой, и фракции, отраженной обратно в космос. Часть энергии, достигающей поверхности, попадает в биомассу в виде энергии химической

связи, в ветер и волны в виде кинетической энергии, в реки в качестве потенциальной энергии и в океаны для создания тепловых градиентов. Все они представляют собой возобновляемые источники энергии, но в последнее время все больше и больше применяется прямое использование солнечной энергии для отопления и для преобразования в электроэнергию непосредственно с помощью солнечных фотоэлектрических элементов и через цикл Карно с использованием тепловых двигателей, описанных в Главе 12.

Потенциал для производства электроэнергии из солнечной энергии огромен, по оценкам, от 1580 до 49 800 ЭДж / год, что примерно в 3–100 раз превышает потребление первичной энергии в мире в 2008 году (Эденхофер и соавт., 2011), в то время как оно составляло менее чем 0,1% от общего потребления энергии в США в 2009 году.

1.1.3.4 Ветровая энергия Ветер, который представляет собой движение воздуха по поверхности земли, вызван перепадами давления. Это происходит из-за неравномерного нагрева поверхности Земли солнцем. Нагревание солнцем зависит от (i) широты, поскольку угол падения солнечных лучей зависит от широты, а также (ii) от свойств поверхности Земли, таких как отражательная способность и поглощающая способность (например, покрыт ли он океаном или сушей, и есть ли на ней растительность) и, конечно, (iii) времени суток. Распределение ветра не равномерно по земле; ветровые ресурсы выше в полярных и умеренных зонах, чем в тропических зонах, а также в прибрежных районах выше внутренних. Кроме того, торможение атмосферы, вызванное вращением Земли, приводит к турбулентности, приводящей к изменяющемуся характеру ветра на поверхности Земли.

В настоящее время используется только небольшая часть доступного ветроэнергетического ресурса. Энергия ветра используется путем установки вращающихся машин, которые обычно представляют собой пропеллеры, называемые «ветряными мельницами», которые подключены к электрическим генераторам, как описано в Главе 12. В настоящее время ветер может использоваться только в определенных диапазонах скоростей. Из-за потерь на трение ветроэнергетические турбины обычно не работают при скоростях ветра, значительно меньших, чем приблизительно 16 км / ч, в то время как роторы ветряных турбин обычно соединяются (рассчитаны на изменение шага лопастей), чтобы предотвратить повреждение при очень высоких скоростях ветра, таких как штормовые ветра.

Глобальный потенциал для выработки электроэнергии от ветра очень велик, по оценкам, от 70 ЭДж / год (19 400 ТВтч / год) для наземных установок до 450 ЭДж / год (125 000 ТВтч / год) для наземных и прибрежных установок, в то время как для неглубоких морских установок колеблется от 15 ЭДж / год до 130 ЭДж / год (от 4000 до 37 000 ТВтч / год), если рассматривать только относительно мелкие и прибрежные применения. Ветровая энергия, однако, составляла всего 0,72% от общего потребления энергии в Соединенных Штатах в 2009 году.

1.1.3.5 Геотермальная энергия Геотермальная энергия - это тепловая энергия, хранящаяся в земной коре. Ядро Земли поддерживает температуру, превышающую 5000 °C, из-за тепла, выделяемого в результате постепенного радиоактивного распада элементов. Ранее неправильно считалось, что тепло осталось от формирования планеты, но расчеты показали, что ядро Земли давно бы остыло. Тепло внутри ядра непрерывно течет к поверхности земли посредством проводящего переноса и конвективного переноса расплавленной мантией под земной корой. Самая сильная интенсивность тепла вдоль границ тектонической плиты. Вулканическая активность переносит горячий материал к поверхности, но лишь небольшая часть расплавленной породы фактически достигает

поверхности, в то время как большая часть ее остается на глубине 5–20 км под поверхностью. Затем тепло передается на поверхность посредством гидрологической конвекции подземными водами, например, горячими источниками и гейзерами. До начала прошлого столетия использование геотермального тепла было ограничено использованием теплой воды, римские бани в Англии были ранними примерами. Кроме того, геотермальные горячие источники стали широко использоваться во всем мире в качестве терапевтического лечения. Только в более поздние времена геотермальная энергия стала более широко использоваться как в энергетических, так и в неэнергетических применениях. Как правило, полезное геотермальное тепло для выработки электроэнергии доступно в виде горячего рассола с температурой в диапазоне от 150 до 200 °С и более подробно обсуждается в Главе 12.

Мировой потенциал для производства электроэнергии из более подходящей высокотемпературной геотермальной энергии составляет 33 600 ТВтч / год, а для отопления с помощью геотермальной энергии более низкой температуры - более 1400 ТВтч / год, в то время как на ее долю приходилось всего 0,2% от общего потребления энергии в США в 2009 году.

1.2 ЭНЕРГИЯ И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

Энергия используется почти в каждой человеческой деятельности в промышленно развитом обществе, например, в транспортной системе (автомобили, автобусы, грузовики, поезда, самолеты, ракеты), в домашнем хозяйстве (приготовление пищи, горячая вода, кондиционирование воздуха), в сельском хозяйстве (производство удобрений, перекачка воды), и на производстве (отопление, электричество). Таким образом, энергия потребляется нами напрямую, как при транспортировке и использовании в быту, так и косвенно, при потреблении товаров, которые требуют энергии в их производстве. Использование энергии может быть непосредственным измерением экономического благосостояния общества, поскольку оно играет важную роль в нашей жизни. Потребление энергии на душу населения часто коррелирует с валовым национальным продуктом на душу населения страны, и линия тренда, основанная на данных для нескольких стран, показывает, по существу, прямую линию. Строго говоря, эту корреляцию следует корректировать с учетом других факторов, таких как эффективность использования энергии в данной стране, а также ее климатических условий и типа экономики, в которой она находится. То есть доминирует ли в ней экономика сферы услуг, сельское хозяйство или промышленное производство. Энергосберегающие мероприятия, применяемые или вводимые в данной стране, такие как массовый транспорт и суровый климат, то есть необходимость в отоплении и / или охлаждении, могут повлиять на использование энергии. В любом случае, целью каждой страны, как развивающейся, так и развитой, должна быть практика энергосбережения с целью уменьшения использования энергии, чтобы наша планета поддерживала сама себя.

Ожидается, что потребление энергии в течение следующих двух десятилетий значительно возрастет во всем мире, с самыми высокими темпами роста в Азии. Согласно прогнозам, мировое потребление энергии в 2020 году увеличится примерно на 20%, а к 2040 году - почти на 60% по сравнению со значениями 2010 года. Более 85% увеличения этого спроса на энергию обусловлено развивающимися странами, движимыми сильным экономическим ростом и ростом населения (Управление по энергетической информации США, 2013). По прогнозам, ископаемое топливо (жидкое топливо, природный газ и уголь) обеспечит большую часть мировой энергии, что составит три четверти общего потребления энергии в мире в 2040 году.

Ожидается, что к 2040 году мировое потребление нефти и других жидких видов топлива вырастет более чем на 30% по сравнению со значениями 2010 года. Общее

мировое потребление природного газа к 2040 году увеличится более чем на 60% по сравнению со значениями 2010 года из-за увеличения поставок природного газа, особенно из сланцевых пластов. Уголь в будущем продолжит играть важную роль на мировых энергетических рынках, особенно в развивающихся странах Азии, где мировое потребление угля к 2040 году увеличится почти на 50% по сравнению со значениями 2010 года. Из-за значительного увеличения использования ископаемого топлива во всем мире выбросы парниковых газов в атмосферу будут увеличиваться в среднем на 1,3% в 2010–2040 годах или на 46% к 2040 году по сравнению с уровнем 2010 года. В дополнение к этому парниковому газу использование энергии, содержащейся в топливе, путем сжигания приводит к образованию загрязняющих веществ, таких как оксид серы, оксид азота и несгоревшие углеводороды, которые выходят в атмосферу, причем это количество зависит от степени объединенных мер по предотвращению загрязнения окружающей среды. Таким образом, возникает конфликт между повышением уровня жизни (измеряемого в единицах валового национального продукта на душу населения) и потреблением энергии на душу населения, которое может оказать непосредственное воздействие на окружающую среду, если не будет осуществляться устойчивое управление энергопотреблением.

1.2.1 Предельно допустимое содержание и другие загрязняющие вещества с установленным предельно допустимым содержанием

Загрязняющие вещества с установленным предельно допустимым содержанием, определенные Агентством по охране окружающей среды США (US EPA), состоят из

CO, SO₂ и SO₃, NO и NO₂, O₃, Pb и твердых частиц (ТЧ). Эти загрязняющие вещества обычно встречаются на всей территории Соединенных Штатов и, следовательно, могут рассматриваться как показатели качества воздуха.

1.2.1.1 Окись углерода и органические соединения CO, наряду с другим набором вредных загрязнителей, состоящих из органических соединений, образуются из-за неправильного горения углеродистого топлива и могут быть сведены к минимуму путем разработки процесса горения с хорошим смешиванием (турбулентностью) топлива с окислителем (воздух) и обеспечивая достаточное время пребывания при высоких температурах. Далее описывается механизм образования CO при сжигании природного газа.

Молекула CH₄ очень стабильна и требует, чтобы атомы высокой энергии расщепляли атом H, образуя радикал CH₃, который играет ключевую роль в распространении процесса горения. Этот процесс включает частичное окисление CH₄, окисление реакций CO и OH. Образование CO включает несколько стадий, но является общей реакцией, в то время как окисление CO в CO₂ очень медленное, и в результате поршневой двигатель вырабатывает значительные количества CO из-за малой продолжительности пребывания. Однако в газовой турбине в камере сгорания доступно больше времени пребывания, а выбросы CO значительно ниже. Высокие температуры, концентрация O₂ и большое время пребывания необходимы для окисления CO, которое включает реакцию с радикалом OH, образующимся в процессе горения. Высокая эмиссия CO означает не только большее загрязнение, но и общую эффективность установки.

Контроль после процесса горения может включать окисление CO, а также летучих органических соединений (ЛОС) на катализаторе из благородного металла. Вредные последствия воздействия CO на здоровье человека включают снижение поступления O₂ в органы, такие как сердце и мозг, а также в ткани, в то время как чрезвычайно высокий

уровень СО может привести к смерти. ЛОС ответственны за образование ряда вторичных загрязнителей, таких как пероксиацилнитраты (ПАН), которые являются сильными раздражителями дыхательных путей и глаз. Они также несут ответственность за образование большей части тропосферного O_3 , например, в менее загрязненных сельских районах, где прямые выбросы и концентрация NO могут быть низкими.

Другой набор токсичных органических соединений, которые также выделяются в зависимости от типа топлива (из-за в нем содержания Cl), относится к семейству соединений, известных как диоксины и фураны, и среди всех этих соединений 2,3,7,8-тетрахлородибензо-п-диоксин (2,3,7,8 ТХДД) считается наиболее токсичным. Эти соединения могут проникать в организм через воздух и воду, но в основном через пищу и накапливаться в жировых тканях. Управление по охране окружающей среды США заявило, что 2,3,7,8 ТХДД, вероятно, является для людей канцерогенным веществом. Кроме того, воздействие диоксинов и фуранов изменяет уровень гормонов, в то время как высокие дозы диоксинов вызывают кожное заболевание, называемое хлоракне. Исследования на животных показали, что воздействие диоксинов и фуранов изменяет их гормональную систему, развитие плода, снижение способности к размножению и подавление иммунной системы. Образование этих соединений после процесса горения может быть минимизировано быстрым охлаждением дымовых газов и ограничением использования определенных металлов, которые, как известно, способствуют или катализируют их образование в последующем оборудовании.

1.2.1.2 Оксид серы Около 90% оксида серы, выделяемый в процессе горения серосодержащего топлива, находится в форме SO_2 , а остальная часть - SO_3 . Эти оксиды вместе обозначены как SO_x . Улавливание SO_x после процесса горения из стационарных источников в настоящее время осуществляется путем взаимодействия с Ca или Mg-содержащими соединениями, такими как известняк (или известь) и доломит, с образованием соответствующих сульфитов, которые затем окисляются с использованием воздуха с образованием стабильных сульфатов. В процессе высокотемпературной газификации сера в топливе в основном преобразуется в H_2S и немного COS, и только незначительное количество CS_2 и меркаптанов. COS гидролизует до H_2S путем каталитической реакции H_2S с H_2O , после чего H_2S удаляется с использованием химического или физического растворителя, чтобы в конечном итоге получить побочную продукцию элементарной серы или H_2SO_4 . Эти процессы более подробно обсуждаются в главах 8 и 9. Воздействие SO_x на окружающую среду включает образование H_2SO_4 в атмосфере под действием света, что снижает pH дождевой воды, приводя к «кислотному дождю». Кислотный дождь уменьшает продуктивность почвы, нанося ущерб растительности. Это также наносит ущерб жизни в воде и приводит к образованию частиц сульфата, в основном H_2SO_4 и $(NH_4)_2SO_4$.

1.2.1.3 Оксиды азота NO является основным продуктом горения и образуется тремя путями. NO образуется в результате (1) высокотемпературного окисления молекулярного N_2 (термического NO), (2) воздействия углеводородного радикала на молекулярный N_2 (быстрое NO) и (3) окисления химически связанного азота в топливе (топливного NO). Термическое NO, то есть образование NO из N_2 , присутствующего в воздухе для горения, требует разрыва ковалентной тройной связи в N_2 и требует очень высоких температур и образуется под действием радикала O, образующегося при высоких температурах во время процесса горения. Повышенная температура, время пребывания и концентрация O_2 увеличивают выброс NO, что прямо противоположно условиям, необходимым для образования СО. Целых 60–80% связанного с топливом азота в таких видах топлива как нефть и уголь образуют NO. Образование NO_2 не является значительным во время

процесса горения, однако NO окисляется до NO_2 в атмосфере и, таким образом, весь NO является потенциальным NO_2 . Другой оксид азота, N_2O , который также образуется во время процесса горения, стал важным в последние годы благодаря своей роли парникового газа в стратосфере. Он образуется в значительных концентрациях (с точки зрения воздействия на окружающую среду) при сжигании в кипящем слое.

Контроль после процесса горения состоит в уменьшении NO путем взаимодействия при помощи NH_3 или мочевины, что более подробно обсуждается в главах 8 и 9. Быстрое образование NO по механизму атаки углеводородного радикала (образующегося в процессе горения) на N_2 обычно составляет менее 5%. NO, который окисляется с образованием NO_2 в атмосфере может окислять O_2 до загрязнителя O_3 под воздействием солнечного света. NO также может реагировать с углеводородными свободными радикалами, присутствующими в атмосфере, с образованием компонентов смога, в то время как NO_2 может реагировать с H_2O с образованием кислотных дождей. Фотолиз (разложение в присутствии солнечного света) HNO_2 приводит к образованию радикала OH. Реактивный радикал OH играет доминирующую роль в дневное время (в то время как нитратный радикал NO_3 играет основную роль в ночное время), образуя фотохимические загрязнители воздуха, кислотные дожди и туманы, а также токсичные органические вещества. Возможные стратегии контроля N_2O , который является более мощным парниковым газом, чем CO_2 , включают сжигание газообразного топлива в надслоевом пространстве или в циклоне псевдосжиженного слоя, повышение температуры слоя, уменьшение избытка воздуха или каталитическое восстановление с помощью оксидов металлов.

Реакция образования теплового NO внезапно начинается примерно при 1540°C , и, таким образом, существует возможность контролировать NO, оставаясь чуть ниже этой температуры в процессе горения. Образование термического NO показывает обратную зависимость в отношении выбросов углеводородов и CO, когда изменяется соотношение воздуха и топлива. Стратегии контроля включают (i) сжигание обеднённого топлива (с высоким избытком воздуха), (ii) поэтапное горение с быстрым гашением пламени вторичным воздухом, (iii) горелку с предварительным смешением (в идеале, с изменяемой геометрией для различной нагрузки на котел или двигатель) и (iv) рециркуляцию дымовых газов. Процессы после сжигания иногда применяются, но имеют определенные недостатки, такие как превращение NO в другие нежелательные вещества. Для достижения требуемых сверхнизких выбросов NO_x необходимо понимать внутреннюю структуру процесса горения, которая является сложной и сочетает в себе динамику жидкости, турбулентное перемешивание, высокотемпературную химию и теплообмен, чтобы разрабатывать новые решения без снижения эффективности при полной или частичной загрузке камеры сгорания.

1.2.1.4 Озон O_3 сам по себе может вызвать проблемы с дыханием, а также раздражение глаз, носа и горла, усугубляя хронические заболевания, такие как астма, бронхит и эмфизема. Последствиями могут быть и болезни сердца, ускорение процесса старения легочной ткани, а также снижение иммунитета от простуды и пневмонии. Он также основной источник радикала OH в атмосфере; под действием света O_3 разлагается с образованием атома O, который реагирует с H_2O с образованием радикала OH.

1.2.1.5 Свинец Pb накапливается в организме и может привести к повреждению мозга, и нервной системы, к умственной отсталости, особенно у детей, а также к проблемам с пищеварением. Известно, что некоторые химические вещества, содержащие Pb, вызывают рак у подопытных животных. Основным источником свинца, попадающего в атмосферу, был этилированный бензин, который был исключен из употребления во многих странах. Органическое соединение Pb было добавлено в качестве антидетонационного агента. В

красках использовались пигменты, изготовленные из соединений свинца, и старые дома могли содержать такие краски. Установки по извлечению энергии из строительного мусора должны учитывать это при проектировании. Электроды, изготовленные из Pb и PbO₂, используются в аккумуляторных батареях, и их утилизация чрезвычайно важна для ограничения попадания Pb в окружающую среду (обратите внимание, что в настоящее время батареи используются для хранения электричества, генерируемого маломощными периодически работоспособными возобновляемыми источниками энергии, особенно солнечными фотоэлектрическими элементами). Кроме того, надлежащие методы контроля должны быть введены на предприятиях по производству свинца и в процессах плавки свинца.

1.2.1.6 Твердые частицы ТЧ могут быть в твердой или капельной (аэрозольной) форме. Повышенный уровень мелких частиц в воздухе связан с сердечными заболеваниями, изменением функций легких и вызвать рак легких. Частицы размером приблизительно 10 мкм или менее (ТЧ10⁴) могут проникать в самые глубокие части легких, в то время как частицы размером менее 2,5 мкм (ТЧ2,5) имеют тенденцию проникать в область легких, могут вызывать уплотнение артерий и привести к сердечным приступам и другим сердечно-сосудистым проблемам. Частицы размером менее 100 нанометров могут проходить через легкие и воздействовать на другие органы. В зависимости от химической природы частиц, они также могут вызывать мутации клеток, репродуктивные проблемы и некоторые виды рака. Источниками твердых частиц могут быть энергетические установки, работающие на угле (и в меньшей степени нефти и природном газе) и промышленные установки, транспортные средства, особенно те, которые сжигают дизельное топливо, а также сельское хозяйство во время вспашки и сжигания полей. Различные типы фильтрующих устройств используются для фильтрации твердых частиц, и в случае энергетических установок, сжигающих уголь, электростатические фильтры иногда используются вместо фильтрующих устройств, называемых рукавными фильтрами, что более подробно обсуждается в Главе 8.

1.2.1.7 Ртуть Hg может попасть в пищевую цепь, особенно через водные организмы, и воздействие ее может вызвать нервные расстройства. Исследования показали, что воздействие Hg также может вызвать сердечно-сосудистые проблемы. Основная часть антропогенных (вызванных деятельностью человека) выбросов Hg связана с использованием угля в качестве топлива. Другие источники выбросов ртути включают производство цемента и перерабатывающую промышленность. Hg может несколько раз оказаться в окружающей среде после того, как впервые попадает в атмосферу, проникая в пищевую цепочку. Было установлено, что активированный уголь является отличным сорбентом ртути, но его применение на энергетических установках на основе сжигания угля находится на ранних стадиях; его эффективность в различных условиях свойств топлива, температуры дымовых газов и составляющих следовых газов исследуется. Однако на установках, основанных на газификации угля, было доказано, что сульфидированный активированный уголь очень эффективен для удаления более 90% Hg из синтез-газа.

⁴Международная организация стандартизации (ISO), которая является международным органом по установлению стандартов, состоящим из представителей различных национальных организаций по стандартизации, определяет ТЧ10 как твердые частицы, в которых 50% частиц имеют аэродинамический диаметр менее 10 мкм. Аэродинамический диаметр частицы неправильной формы определяется как диаметр сферической частицы с плотностью 1000 кг / м³, имеющей ту же скорость осаждения, что и частица неправильной формы

1.2.2 Выбросы углекислого газа, технология улавливания и хранения

Концентрации парниковых газов CO_2 , CH_4 и N_2O в атмосфере в настоящее время значительно превышают доиндустриальные значения середины восемнадцатого века благодаря деятельности человека. CO_2 из-за его гораздо более высокой концентрации в атмосфере играет более значительную роль в качестве парникового газа, хотя не следует игнорировать CH_4 , N_2O , а также галогенуглероды. В настоящее время использование ископаемого топлива для регенерации энергии является основным источником выбросов CO_2 во всем мире, особенно на энергетических установках, работающих на угле, на автомобилях, работающих на топливе, полученном из нефти, в то время как поставки первичной энергии, как ожидается, будут доминировать от ископаемого топлива, по крайней мере, до середины века. По данным Управления по энергетической информации США, согласно сценарию, в котором не будет принято никакого нового законодательства или политики, влияющих на энергетические рынки, глобальное использование энергии к 2035 году вырастет более чем на 50% по сравнению со значением 2008 года. Этот рост потребления энергии обусловлен прогнозируемым ростом доходов и населения в развивающихся странах, и ожидается, что ископаемое топливо будет продолжать играть главную роль. В 1992 году беспокойство по поводу глобального изменения климата привело к появлению Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, конечной целью которой является стабилизация концентрации парниковых газов в атмосфере на таком уровне, чтобы предотвратить опасное антропогенное вмешательство в климатическую систему. Межправительственная группа экспертов Организации Объединенных Наций по изменению климата (МГЭИК) в своем Четвертом докладе об оценке 2007 года указывает, что в течение XXI века глобальная температура поверхности, вероятно, вырастет на 1,1–2,9°C для сценария с наименьшими выбросами парниковых газов и 2,4–6,4°C для сценария с наивысшими выбросами парниковых газов на основе прогнозов, сделанных различными климатическими моделями. Эти модели различаются по чувствительности к концентрации парниковых газов, но такие влияния, как увеличение интенсивности ветра, приводящие к более сильным и интенсивным ураганам, усиление засухи и сильных осадков, а также уменьшение охвата вечной мерзлоты, вызывают серьезную обеспокоенность. Фактически, в среднем горные ледники и снежный покров уже уменьшились. Уровень моря продолжит повышаться в результате таяния ледяных покровов на суше, в то время как потепление в океане усугубит эту проблему, поскольку морская вода будет расширяться по мере повышения ее температуры. Эффект более высоких концентраций другого «парникового газа», паров H_2O в атмосфере, возникающих в результате нагревания океанов и воздуха, еще более усугубляет проблему.

Улавливание и хранение углерода (CCS) вызывает интерес как средство снижения глобального потепления. Технология CCS состоит в отделении CO_2 от крупных точечных источников, таких как энергетические установки на ископаемом топливе, и хранении его, чтобы он не попал в атмосферу. Технологии улавливания углерода были разработаны и используются в химической промышленности, такие как процессы синтеза аммиака и мочевины, когда CO_2 выщипывается из синтез-газа, который первоначально состоит в основном из CO и H_2 , а CO превращается в реакции конверсии водяного газа, $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$ с последующей очисткой газа подходящим растворителем для поглощения CO_2 , оставляя синтез-газ без углерода. В случае IGCC этот газ без углерода можно сжигать в газовой турбине. Химический растворитель, такой как водный раствор амина или физический растворитель, такой как Selexol[™], может использоваться в зависимости от давления синтез-газа. Эта технология улавливания углерода «до сжигания» более подробно

обсуждается в Главе 9. В случае прямого сжигания, например, в угольном котле или газовой турбине, работающей на природном газе, где используется технология «улавливания углерода после сжигания», очистка дымового газа с подходящим водным раствором амина (проверенный на комбинированном цикле, работающем на природном газе) может использоваться, о чем более подробно описано в Главе 8. Однако как общая (энергетическая) эффективность, так и капитальные затраты значительно снижаются, когда эти коммерчески доступные технологии используются для улавливания углерода, и значительные исследовательские средства расходуются на разработку технологий, снижающих эти штрафы.

Технически главная проблема в CCS - не улавливание CO₂; это хранение CO₂ для секвестрации. Различные предложения по улавливанию включают хранение в истощенных нефтяных или газовых скважинах, неразрушимых угольных пластах и глубоких соленых водоносных горизонтах. Национальная лаборатория энергетических технологий США сообщила, что в Северной Америке имеется достаточно емкости для улавливания CO₂, образующегося в течение следующих 900 лет при текущей скорости его образования, но реальная проблема заключается в геологической безопасности и связанном с этим риске утечки CO₂ в атмосферу. Ведутся исследования по изучению минерализации CO₂ в результате реакции с пластами-коллекторами, которые могут стать долгосрочным решением.

Было предложено глубокое хранение в океане, но оно больше не рассматривается из-за сопутствующего повышения кислотности воды. Использование CO₂ для повышения нефтеотдачи - это еще одно место, которое может генерировать поток положительных доходов, но такие нефтяные месторождения ограничены. CO₂ служит для повышения давления на нефтяном месторождении и снижения вязкости нефти, чтобы сделать ее более жидкотекучей, входя в раствор с нефтью.

С сентября 2000 года в Канаде действует крупномасштабный демонстрационный проект CCS. В этом проекте, отделенный от синтез-газа, произведенного на установке газификации в Соединенных Штатах с чистотой 95%, CO₂ транспортируется по трубопроводу и закачивается на нефтяное месторождение Вейберн в Саскачеване со скоростью около 6500 тонн / сутки CO₂.

1.2.3 Вопросы водопользования

Еще одной проблемой для окружающей среды является большое количество воды, используемой для отвода тепла на современных энергетических установках, которые используют пар в качестве рабочей жидкости (по циклу Ренкина, более подробно описанном в последующих главах). Такие энергетические установки используют тепловой двигатель для преобразования тепла в энергию, и эффективность преобразования намного ниже 100% из-за ограничений, налагаемых природой (и объявляемых вторым законом термодинамики, опм в главе 2) при преобразовании высокоорганизованной формы энергии, тепловой энергии, в высокоорганизованную форму энергии, механическую энергию на вращающемся валу теплового двигателя. В 2012 году объем забора / использования воды в Соединенных Штатах составлял 1300–1400 галлонов на человека / день или 4,9–5,3 м³ / чел / день (включая использование в промышленности, сельском хозяйстве и в быту) и более половины этого объема было использовано в производстве электроэнергии. Количество воды, используемой в энергетике, имеет обратную зависимость от эффективности установки при использовании мокрых градирен, что подчеркивает важность эффективности энергетической установки. Мокрые градирни обеспечивают охлаждение охлаждающей воды, которая используется для поглощения тепла, отводимого установкой, так что охлаждающая вода может рециркулировать для охлаждения. Однако процесс охлаждения зависит от

испарения части охлаждающей воды (скрытая теплота испарения обеспечивает охлаждение) путем контакта охлаждающей воды с окружающим воздухом, и эта испаренная вода теряется в атмосфере. Существуют альтернативы для мокрых градирен, которые обсуждаются ниже, но некоторые ухудшают эффективность и / или стоимость установки, в то время как другие находятся в стадии разработки.

Прямоточные системы забирают воду из близлежащих источников, таких как реки, озера и океан, после некоторой первоначальной очистки распространяют воду для поглощения тепла, отводимого установкой. Нагретая таким образом вода затем возвращается к своему источнику, с учетом мер предосторожности, не допуская рециркулирования теплой воды, то есть, избегая обратного сброса. Этот тип охлаждения изначально был самым популярным из-за его простоты и низкой стоимости, поскольку установка могла быть расположена в непосредственной близости от источника воды. Недостатком этого типа охлаждения является нарушение местных экосистем из-за большого количества забора воды и возврата более теплой воды. Некоторые установки используют комбинацию мокрых градирен и одностороннюю систему охлаждения, чтобы уменьшить воздействие на местную экосистему, но эта схема также имеет недостаток потери воды из-за испарения в мокрых градирнях.

Системы сухого охлаждения используют воздух вместо воды для поглощения тепла, отводимого установкой, в коммерческих целях. Главный компромисс данного типа охлаждения на энергетической установке состоит в том, что температура отвода тепла обычно увеличивается из-за более низкого коэффициента теплопередачи воздуха по сравнению с жидкой водой, что требует больших движущих сил температуры внутри теплообменника, чтобы ограничить его размер. Как сказано в Главе 2, увеличение температуры отвода тепла приводит к снижению эффективности энергетического цикла. Другой недостаток заключается в том, что стоимость установки повышается главным образом из-за потребности в очень большом теплообменнике (на воздушном охлаждении).

Недавно разработанная технология системы охлаждения, названная технология «Green Chiller», направлена на снижение потребления воды, как в случае с теплообменником на воздушном охлаждении, но без сопутствующего ухудшения эффективности установки. Она также использует воздух в качестве охлаждающего агента, за исключением того, что в теплые дни воздух предварительно охлаждается прямым контактом с водой. В этом предварительно охлажденном режиме работы часть воды испаряется в воздушный поток с непосредственным контактом в адиабатических условиях, и скрытая теплота, необходимая для испарения, берется из воздуха, тем самым охлаждая воздух. В этом режиме работы для охлаждения требуется вода, но среднегодовое потребление воды на установке уменьшается по сравнению с системой на основе мокрой градирни.

1.3 ХОЛИСТИЧЕСКИЙ ПОДХОД

В дополнение к применению стратегий экологического контроля, как говорилось в предыдущих разделах, в точке генерации цепочки поставок энергии, улучшения, сделанные на стороне поставки сырья, а также на стороне конечного пользователя, могут значительно улучшить экологическую безопасность нашей планеты.

1.3.1 Цепочка поставок и оценка жизненного цикла

Рассмотрим, например, бурение для сланцевого газа. Существуют различные

экологические проблемы не только из-за использования большого количества воды, но и из-за различных химикатов, добавляемых в воду. Существует обеспокоенность по поводу миграции жидкостей для гидроразрыва в водоносные горизонты и разливов на поверхности неразбавленных химических веществ. Измерение и раскрытие данных об эксплуатации и окружающей среде, взаимодействие с местными сообществами, обследование участков скважин с целью минимизации их воздействия, реализация надежных конструкций при строительстве скважин, надлежащее управление использованием и удалением воды, а также предоставление соответствующих ресурсов для обработки разрешений и соблюдения требований все это необходимо для повышения устойчивости таких операций. Существует также обеспокоенность по поводу миграции газа через неуплотненные заброшенные нефтяные и газовые скважины, а также водяные скважины (риск взрыва домов и загрязнения газом водяных скважин). CH_4 является мощным парниковым газом, гораздо более мощным, чем CO_2 . Ховарт и соавт. (2011), основываясь на сравнении общих выбросов парниковых газов от сланцевого газа, который включает неконтролируемые выбросы CH_4 и уголь, утверждают, что сланцевый газ имеет значительно более высокие выбросы парниковых газов, чем уголь за 20-лет. Этот вывод, однако, основан на энергии, выделяемой в процессе горения, как если бы тепловая энергия была конечным продуктом, и не обязательно применяется, когда конечным продуктом является электрическая энергия, поскольку энергетические установки, работающие на природном газе, имеют значительно более высокую общую эффективность, чем энергетические установки, работающие на угле, но, тем не менее, такие неорганизованные выбросы должны быть сведены к минимуму. У самих угольных электростанций есть серьезные проблемы со стороны поставки в угледобывающей промышленности. Добыча угля может привести к уменьшению плодородия земли, а если земля остается неплодородной, то существует вероятность эрозии и оползней. Здоровье и безопасность шахтеров также является серьезной проблемой, особенно когда владельцы шахт не обеспечивают безопасные условия труда и соответствующее оборудование.

Помимо воздействия на окружающую среду бурения или добычи полезных ископаемых, таких как природный газ, нефть или уголь, следует учитывать обработку ресурса до того, как ресурс будет использован для восстановления энергии, как было описано ранее в этой главе, с учетом его воздействия на окружающую среду. Важное значение имеет учет концепции экологической безопасности в первоначальном варианте операции и в дальнейшем Оценка жизненного цикла, начиная с приобретения сырья до производства конечного продукта, а также утилизация использованного конечного продукта, абсолютно необходима при определении областей, в которые необходимо внести улучшения, и при определении того, какой из вариантов является более безопасным для полного цикла. Недостаточно простого анализа экономической устойчивости, в котором денежная оценка воздействия на окружающую среду не присваивается.

Более высокая эффективность процессов привела к сохранению ресурсов, а также снижению воздействия на окружающую среду. Энергоэффективность может стать огромным и недорогим «энергетическим ресурсом» для нашей планеты, как в настоящее время, так и в будущем, и для достижения этой цели нам необходима скоординированная международная стратегия, позволяющая реализовать на практике существующие высокоэффективные технологии и продолжать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по совершенствованию таких технологий.

Существует потенциал для значительного увеличения эффективности, как на стороне выработки, так и на стороне конечного пользователя. В следующих главах акцент делается на энергоэффективности выработки, но важность эффективности на стороне конечного пользователя не следует игнорировать. Изменение привычек конечных

пользователей является одним из аспектов повышения общей эффективности системы (включая производство, передачу и использование электроэнергии), а другим - с технологической точки зрения. В качестве примера рассмотрим лампочку. Компактные люминесцентные лампы (КЛЛ) и светодиоды (СИД) обеспечивают такой же уровень производительности, что и лампы накаливания, но используют часть энергии. В частности, исследование, проведенное Министерством энергетики США, показало, что использование энергии в течение жизненного цикла является доминирующим воздействием на окружающую среду: светодиодные лампы мощностью 15 Вт и 12,5 Вт работают лучше, чем лампы накаливания мощностью 60 Вт, производя примерно такой же световой поток.

В исследовании Министерства энергетики США по средствам освещения также был рассмотрен вопрос об устойчивости производства и утилизации КЛЛ и СИД. Присутствие Hg в КЛЛ требует строгого контроля за их утилизацией, хотя относительно полного воздействия на окружающую среду производства и утилизации светодиодов известно относительно немного. На основании имеющихся данных было обнаружено, что как КЛЛ, так и светодиоды намного превосходят лампы накаливания в этой оценке жизненного цикла с небольшим преимуществом для светодиодов над КЛЛ.

Таким образом, для получения полной картины необходима оценка жизненного цикла, включающая оценку воздействия на ресурсы и окружающую среду. При оценке жизненного цикла воздействие на окружающую среду, связанное с воздухом, может включать в себя возможность глобального потепления, подкисления, фотохимического окисления, истощения стратосферного O_3 и токсичности для человека. Воздействие на окружающую среду, связанное с водой, может включать в себя потенциальную экотоксичность для пресных вод, экотоксичность для морских вод и эвтрофикацию (например, увеличение фитопланктона из-за повышенного уровня питательных веществ, вызывающих истощение O_2 в воде для водной жизни). Воздействия на почву, связанные с окружающей средой, включают землепользование, потенциальный ущерб экосистеме и земную экотоксичность. Воздействие на окружающую среду, связанное с ресурсами, может включать истощение абиотических (небиологических, таких как неорганические соли, частицы минеральной почвы) ресурсов, захоронение неопасных отходов, захоронение радиоактивных отходов и захоронение опасных отходов.

Возвращаясь к примеру средств освещения, в последние годы ускорила замена ламп накаливания в домах и на предприятиях альтернативными продуктами на основе КЛЛ и светодиодов из-за усиления законодательства, запрещающего производство источников накаливания, подчеркивая важную роль, которую правительства могут играть для экологической безопасности планеты. Осведомленность общественности и принятие этого типа освещения одинаково важны в свободном обществе.

1.4 ВЫВОДЫ

Процессы, которые используют меньше энергии и ресурсов, необходимы для долгосрочной экологической безопасности. Иногда утверждают, что экологические проекты, как правило, являются более сложными и более рискованными, требующими непроверенных технологий и зачастую больших капитальных затрат, но любые риски и увеличение капитальных затрат следует сравнивать с косвенными издержками, которые несет общество в долгосрочной перспективе из-за нарушения окружающей среды и связанных с этим неблагоприятных последствий для здоровья и истощения ограниченных природных ресурсов.

Существуют как внешние, так и внутренние издержки, обусловленные ограниченной

способностью Земли противостоять воздействию окружающей среды. Внешние затраты связаны с нарушением окружающей среды в обществе, но не отражаются в денежном эквиваленте, приписываемых энергии. Внутренние затраты - это затраты, связанные с такими мерами, как оборудование для борьбы с загрязнением, для снижения внешних затрат. Внешние затраты растут, несмотря на значительное увеличение внутренних затрат. Внешние затраты трудно измерить количественно, но цивилизация сильно зависит от регулирования водоснабжения, борьбы с вредителями и патогенными микроорганизмами и поддержания терпимого климата.

Климат управляет большинством экологических процессов, от которых зависит наше благополучие, а глобальные климатические изменения, вызываемые парниковыми газами, могут быть разрушительными. Проблема CO₂ может быть отсрочена, если перейти на природный газ, на котором можно выиграть некоторое время. Ядерная энергия менее разрушительна для климата, но требует разработки более безопасных реакторов и обращения с ядерными отходами. Солнечная энергия, безусловно, является долгосрочным решением с точки зрения минимизации внешних затрат, но в настоящее время остается дорогой. Ближайшим решением является переход на технологии энергосбережения с низким уровнем воздействия (без нарушения экономического роста) и повышение эффективности конечного использования. Если потребление энергии в развивающихся странах возрастет до уровня, близкого к уровню потребления в развитых странах на душу населения, CO₂ и другие загрязняющие вещества повлияют как на местном, так и на глобальном уровне в гораздо большем масштабе, чем когда-либо раньше. Международное сотрудничество в области энергетических исследований в направлении долгосрочных альтернатив имеет решающее значение.

ЛИТЕРАТУРА

- Edenhofer O, Madrugá RP, Sokona Y, Seyboth K, Matschoss P, Kadner S, Zwickel T, Eickemeier P, Hansen G, Schlömer S, von Stechow C, editors. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge: Cambridge University Press; 2011.
- García R, Pizarro C, Lavin AG, Bueno JL. Spanish biofuels heating value estimation. Part I: Ultimate analysis data. *Fuel* 2014;117:1130-1138.
- Howarth RW, Santoro R, Ingraffea A. Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. *Clim Change Lett* 2011;106 (4):679-690.
- Keenan JH, Keyes FG, Hill PG, Moore JG. *Steam Tables: Thermodynamic Properties of Water Including Vapor, Liquid, and Solid Phases*. New York: John Wiley & Sons, Inc.; 1969.
- Rao A, Sander M, Sculati J, Francuz V, West E. Evaluation of advanced Gas Turbine Cycles. Prepared by Fluor Daniel, Inc., Report August 1993. Gas Research Institute Report nr 5091-294-2346. Chicago, IL: Gas Research Institute; 1993.
- Uranium 2011: Resources, Production and Demand. 2012. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. Paris: OECD Nuclear Energy Agency; Vienna: International Atomic Energy Agency.
- U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy. 2013a. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries within the United States. Report June 2013. Available at <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>. Accessed February 17, 2014.
- U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy. 2013b. International energy outlook 2013 with projections to 2040. Report July 2013. Available at <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484%282013%29.pdf>. Accessed February 18, 2014.
- U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy. 2014. International Energy Statistics. Available at <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm#>. Accessed February 17, 2014.

2

ЗАКОНЫ ТЕРМОДИНАМИКИ

Особенно полезными видами энергии являются механическая и электрическая энергия для эксплуатации машин, тепловая энергия для обработки материалов и обогрева жилых помещений, а также энергия излучения для освещения. Механическая энергия в настоящее время в основном производится из тепловой энергии с использованием двигателей различных типов, а тепловая энергия получается при сжигании ископаемого топлива. Механическая энергия может быть преобразована в электрическую энергию с помощью генератора и, наоборот, с помощью двигателя. В дополнение к тепловой энергии для получения тепла в результате сжигания ископаемого топлива, она также может быть извлечена из непреобразованной энергии теплового двигателя, или опосредованно путем получения электроэнергии и обратного преобразования в тепло, хотя последний метод крайне неэффективен с точки зрения экологической безопасности. Энергию излучения для освещения получают путем преобразования электрической энергии. Электрическая энергия играет весьма полезную роль, которая заключается в передаче энергии на расстоянии для преобразования в полезные формы, такие как механическая, термическая или излучающая энергия к конечному потребителю. Производство различных материальных продуктов, которые мы используем прямо или косвенно, также включает в себя многие этапы преобразования энергии, сопровождающие процессы преобразования материала, особенно те, которые связаны с химическими реакциями.

Термодинамика является областью науки, которая изучает преобразование одной формы энергии в другую. Первоначально она рассматривалась с точки зрения тепла и ее связи с другими формами энергии и работы, но стала играть гораздо большую роль в определении законов, также регулирующих преобразование других форм энергии, например, химически связанная энергия в электрическую энергию, подобно тому как в аккумуляторе или топливном элементе, без промежуточного этапа преобразования в тепловую энергию. Принципы термодинамики можно использовать и для определения верхнего предела преобразования химической реакции или для процесса разделения смесей. Таким образом, глубокое понимание этого вопроса имеет важное значение для того, чтобы различные процессы преобразования энергии и материалов, от которых зависит наша современная жизнь, стали более безопасными. Анализ таких процессов может быть систематизирован, применяя два закона термодинамики. Цель настоящей главы заключается в том, чтобы создать памятку по тем темам в термодинамике, которые имеют важное значение для понимания и анализа установок преобразования энергии.

2.1 ПЕРВОЕ НАЧАЛО ТЕРМОДИНАМИКИ

Первый закон термодинамики (для неядерных процессов) можно кратко изложить следующим образом:

$$\text{Изменение энергии системы} + \text{изменение энергии окружающей среды} = 0 \quad (2.1)$$

Система здесь относится к области, в которой происходит представляющий интерес процесс, в то время как окружение относится к остальной части Вселенной. Однако для инженерных целей мы можем рассматривать только ту часть мира, которая находится под влиянием этого процесса. Как правило, граница, отделяющая систему от окружающей среды, выбирается таким образом, чтобы через нее происходили взаимодействие теплообмена и работы. В таком случае уравнение 2.1 может быть записано следующим образом:

$$\Delta U + \Delta KE + \Delta PE = Q - W \quad (2.2)$$

где U - это внутренняя энергия системы (сумма потенциала и кинетической энергии молекул¹, составляющих систему), KE и PE - это макроскопические кинетические и потенциальные энергии системы в целом (т.е. без KE и PE отдельных атомов или молекул), Q - это тепло, передаваемое в систему из окружающей среды, а W это работа, выполняемая системой по отношению к внешней среде. Обратите внимание на то, что W является формой энергии. В случае теплового двигателя - это кинетическая энергия вращения вала, которая соединяет систему с внешней средой. Если значение Q отрицательное, то тепло передается из системы во внешнюю среду. Аналогично, если значение W отрицательное, то работа выполняется внешней средой по отношению к системе. Уравнение 2.1 может быть изменено для ядерных реакций, при использовании принципа сохранения материи, и записано следующим образом:

¹ При отсутствии внешних электрических и магнитных полей внутренняя энергия – это сумма воспринимаемой энергии (за счет кинетической энергии отдельных молекул, то есть поступательной, вращательной и вибрационной), скрытой энергии (за счет силы сцепления молекул и относимой к фазе системы), химической энергии (за счет атомных связей) и ядерной энергии (за счет связей внутри атомных ядер) для общего случая, который включает ядерные реакции.

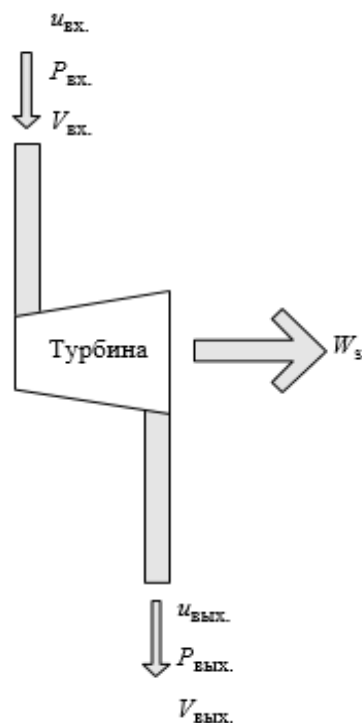


РИСУНОК 2.1 Открытая система

$$\Delta (\text{масса и энергия системы}) + \Delta (\text{масса и энергия окружающей среды}) = 0 \quad (2.3)$$

Как показано на Рисунке 2.1, рассмотрим открытую систему при взаимодействии с работой - такую как моль жидкости, поступающей в турбину с (удельной) внутренней энергией $u_{вх.}$, выполняющей работу вала W_s , а затем покидающей систему с (удельной) внутренней энергией $u_{вых.}$, когда весь процесс находится в устойчивом состоянии, то есть без накопления вещества или энергии внутри системы. Как только жидкость поступает в систему (турбину), внешняя среда (входной поток) выполняет работу $W_{вх.}$ по отношению к системе, и как только жидкость покидает систему, система (выходной поток) выполняет работу $W_{вых.}$ по отношению к внешней среде. С учетом полученного взаимодействия работы Уравнение 2.2 имеет вид:

$$\Delta u + \Delta KE + \Delta PE = Q - W_s + W_{вх.} - W_{вых.} \quad (2.4)$$

Выражая $W_{вх.}$ и $W_{вых.}$ относительно давления P и удельного объема V (на молярной основе, применительно для всего содержания этой главы) жидкости² Уравнение 2.4 имеет вид:

$$u_{вых.} + P_{вых.} V_{вых.} - u_{вх.} - P_{вх.} V_{вх.} + \Delta (KE) + \Delta (PE) = Q - W_s$$

Определяя (удельную) энтальпию, $h = u + PV$, предыдущее уравнение может быть

² В силу того, что $W = (\vec{F}) \cdot \Delta \vec{x} = (\vec{F} / A) \cdot (\Delta \vec{x} A) = PV$, где $\vec{F}$ - это сила, прилагаемая поступающей жидкостью (или вытекающей жидкостью), A - площадь поперечного сечения, через которую жидкость поступает (или вытекает из системы), а Δx - это расстояние, на которое переместилась единица моля жидкости при входе (или выходе из системы)

записано следующим образом:

$$\Delta h + \Delta (KE) + \Delta (PE) = Q - W_s$$

Для системы, в которой кинетические и потенциальные изменения энергии могут не учитываться:

$$\Delta h = Q - W_s \quad (2.5)$$

Существуют и другие формы работы, которые могут быть произведены, такие как электрохимическое действие, как в топливном элементе, описанном в Главе 11, в этом случае действие вала W_s в Уравнение 2.5 заменяется электрохимической работой W_e .

Для замкнутой системы, подвергающейся действию и тепловым взаимодействиям в течение определенного промежутка времени, в силу того, что оба значения $W_{вх.}$ и $W_{вых.} = 0$, первый закон может быть выражен следующим образом:

$$\Delta U = Q - W_s$$

2.1.1 Применение первого закона к двигателям внутреннего сгорания

Процесс сгорания играет важную роль во многих устройствах или процессах преобразования энергии. В случае топливного теплового двигателя, такого как газовая турбина, топливо сначала сгорает, с тем чтобы преобразовать свою внутреннюю энергию, связанную с химическими процессами, в тепловую энергию путем экзотермических реакций с O_2 , а затем преобразуется в работу. Первый закон может быть использован для расчета температуры на выходе камеры сгорания, в качестве важного шага при анализе таких процессов преобразования энергии. Уравнение 2.5 применительно к двигателю внутреннего сгорания с постоянным потоком, где работа не извлекается в процессе сгорания (и поскольку $\Delta (KE)$ и $\Delta (PE)$ можно не учитывать, что является разумным допущением для большинства практических применений) сводится к:

$$\Delta H = H_{вх.} - H_{вых.} = Q \quad (2.6)$$

где энтальпии соответствуют общему молярному расходу, то есть $H = nh$, где n - это общее количество молей, а h - это энтальпия на моль, Q - тепловые потери от двигателя внутреннего сгорания (которые всегда должны сводиться к минимуму), что, как правило, является эмпирическим значением, принимаемым в качестве процента от энергетического эквивалента (теплота сгорания) топлива, но могут быть рассчитаны через уравнения теплопередачи, описанные в Главе 4, и данные геометрии двигателя внутреннего сгорания.

Энтальпия, в отношении системы, которую мы рассматриваем, должна включать состояния воспринимаемой, скрытой и химической, но не ядерной энтальпии. ΔH может быть получена из табличных данных (экспериментальных или оцененных опытным путем, или иными методами) для тепла, выделяемого или поглощаемого реакциями при определенном наборе «стандартных» условий для реагентов и продуктов, а затем корректировать его под условия, присущие нашей ситуации. Гипотетический путь процесса, чтобы связать эти конкретные условия с условиями, соответствующими табличным данным, определяется таким образом, что реакция происходит при этом наборе условий, при которых доступны данные. Полученные таким образом результаты будут действительны для любого реального процесса с одинаковыми начальными условиями и идентичными конечными условиями, поскольку H является функцией состояния, то есть его значение для

определенного количества вещества зависит только от состояния, в котором находится вещество (его температура, давление, состав и фаза, которые полностью определяют его состояние).

В таблице приведены данные для для специальных типов тепловой реакции различных соединений, протекающих изотермически при 25°C , где реагенты являются элементами, а продукт представляет собой единое соединение с реагентами и продуктом в их «стандартном состоянии». Соответствующая теплота реакции, выраженная в расчете на грамм-моль продукта, называется «стандартной теплотой образования». Стандартное состояние любого элемента или соединения определяется как чистый компонент, при этом газы находятся в идеальном состоянии при давлении в 1 атм, в то время как для жидкостей и твердых веществ стандартное давление обычно также равно 1 атм. Стандартные данные образования теплоты могут быть использованы для расчета тепла реакции для набора представляющих интерес реагентов, топлива и окислителя в нашем случае (соответствующее тепловая реакция называется теплом сгорания), для корректировки расчета теплоты реакции к фактическим условиям с использованием гипотезы пути, упомянутой ранее. Методология, описанная в следующем тексте для расчета температуры выхлопных газов двигателя внутреннего сгорания, работающего на метане, позволит сделать эту процедуру более понятной.

Для таких видов топлива, как уголь и нефть, данные об образовании тепла, как правило, недоступны напрямую и в таких случаях для расчета образования тепла от таких видов топлива может использоваться теплота сгорания каждого из продуктов и каждого из реагентов (нуль, конечно, для продуктов сгорания в случае полного сгорания, а также для воздуха). С другой стороны, теплота реакции с использованием таких видов топлива может рассчитываться непосредственно с использованием либо высшей теплоты сгорания (ВТС), либо низшей теплоты сгорания (НТС) каждого из реагентов и продуктов вместо теплоты образования. Обратите внимание, что для каждого компонента следует последовательно использовать только ВТС или НТС. Если используются данные ВТС, то скрытая теплота водяного пара в любом реагенте или потоках продукта должна быть добавлено к энтальпии реагента или потокам продукта в зависимости от конкретного случая.

2.1.1.1 Температура выхлопных газов ДВС, работающего на метане Как показано на Рисунке 2.2, рассмотрим сгорание чистого CH_4 , поступающего в ДВС при абсолютной температуре, T_{Fu} и давлении, P_{Fu} , с определенным избыточным воздухом (т.е. поставляя больше O_2 , чем его стехиометрическое требование для обеспечения полного сгорания) при абсолютной температуре, T_{Ox} , и давлении, P_{Ox} . Воздух, помимо содержания O_2 и N_2 , содержит также другие компоненты, такие как пары Ar и H_2O (в зависимости от относительной влажности),



РИСУНОК 2.2 Простой двигатель внутреннего сгорания

которые часто игнорируются, но будут рассмотрены в данном примере, чтобы заложить основы для решения других проблем системы реакции, которые могут включать многие разновидности. Вычисляются продукты сгорания под давлением P_{Pr} ($P_{\text{Pr}} < P_{\text{Fu}}$ и P_{Ox} из-за

потерь на трение) и при неизвестной температуре T_{Pr} .

Первый шаг состоит в определении состава продуктов сгорания, предполагающего полное сгорание. Общая стехиометрическая реакция для полного сгорания ³может быть записана следующим образом:



В системе есть пять элементов, а именно С, О, Н, N и Ar. Эти пять элементов обеспечат пять элементарных уравнений баланса, необходимых для решения для пяти неизвестных, а именно: концентрации CO_2 , H_2O , O_2 , N_2 и Ar в выбросах ДВС следующим образом: при $\dot{M}_{вх,i}$, представляющем заданные моли каждого из видов i , поступающих в ДВС, и $\dot{M}_{вых,j}$, представляющем моли каждого из видов j , на выходе из ДВС.

Баланс С:

$$\dot{M}_{вх, CH_4} = \dot{M}_{вых, CO_2}$$

Баланс O_2 :

$$\dot{M}_{вх, O_2} + 0,5 \dot{M}_{вх, H_2O} = \dot{M}_{вых, O_2} + \dot{M}_{вых, CO_2} + 0,5 \dot{M}_{вых, H_2O}$$

Баланс H_2 :

$$2\dot{M}_{вх, CH_4} + \dot{M}_{вх, H_2O} = \dot{M}_{вых, H_2O}$$

Баланс N_2 :

$$\dot{M}_{вх, N_2} = \dot{M}_{вых, N_2}$$

Баланс Ar:

$$\dot{M}_{вх, Ar} = \dot{M}_{вых, Ar}$$

Каждое значение $\dot{M}_{вых, j}$ теперь можно определить путем решения этих пяти простейших уравнений баланса.

Если фракционный избыточный воздух равен λ , то для данного значения $\dot{M}_{вх, CH_4}$ и состава воздуха другие значения $\dot{M}_{вх, i}$ могут быть выражены следующим образом при использовании стехиометрии, определенной Уравнением 2.7:

$$\dot{M}_{вх, O_2} = 2 * (1 + \lambda) \dot{M}_{вх, CH_4}$$

$$\dot{M}_{вх, H_2O} = y_{H_2O} \dot{M}_{вх, O_2} / y_{O_2}$$

$$\dot{M}_{вх, N_2} = y_{N_2} \dot{M}_{вх, O_2} / y_{O_2}$$

$$\dot{M}_{вх, Ar} = y_{Ar} \dot{M}_{вх, O_2} / y_{Ar}$$

³ Образование второстепенных компонентов, таких, как CO, органические соединения и NO_x , может не учитываться с точки зрения общего энергетического баланса (но должно учитываться при рассмотрении воздействия на окружающую среду)

где y_i^s - это мольные фракции разновидности i в воздухе.

Следующий шаг состоит в расчете температуры выбросов ДВС. Реакции образования (от элементов в их стандартном состоянии до образования каждого из соединений i также в их стандартном состоянии) и соответствующая стандартная формула образования тепла Δh_i^0 (для обозначения стандартного состояния используется надстрочный знак ^{0}) для трех соединений, участвующих в молярной основе, являются:



Сокращения s и g , содержащиеся в скобках в предыдущих уравнениях, обозначают фазу каждого из компонентов, то есть s для твердого тела и g для газа. Так как Уравнение 2.7 можно получить путем вычитания Уравнения 2.8 из суммы Уравнения 2.9 умноженной на 2 и Уравнения 2.10, стандартное тепло реакции ($\Delta h_{\text{реак}}^0$ на молярной основе для Уравнения 2.7) выглядит следующим образом:

$$\Delta h_{\text{реак}}^0 = 2(\Delta h_{H_2O}^0) + \Delta h_{CO_2}^0 - \Delta h_{CH_4}^0$$

$$\Delta H_{\text{реак}}^0 = M_{\text{вх., } CH_4} \cdot (\Delta h_{\text{реак}}^0)$$

Обратите внимание, что подразумевается гипотетический путь в предыдущих расчетах $\Delta H_{\text{реак}}^0$, который состоит из первого разложения реагента CH_4 на его элементы, C и H_2 , и затем их окисления в соответствующие оксиды. Полученное значение $\Delta H_{\text{реак}}^0$ также должно быть применимо для пути, где CH_4 окисляется напрямую, так как энтальпия является функцией состояния.

Далее определяется путь для учета фактических условий реагентов и продуктов для заданного ДВС. Этот путь, как показано на Рисунке 2.3, состоит в следующем:

1. Охлаждение (или нагревание в зависимости от обстоятельств) потока топлива, CH_4 при P_{Fu} и T_{Fu} и потока окислителя (воздуха) при P_{Ox} и T_{Ox} при постоянном давлении до стандартной температуры состояния 25°C . Соответствующие изменения энтальпии для этих процессов = ΔH_{Fu1} и ΔH_{Ox1} .

2. Изотермическое отделение необходимого количества O_2 для сгорания от воздушного потока путем прохождения воздуха через гипотетическую идеальную мембрану с его частичным давлением, приводящим к диффузионному процессу через идеальную мембрану (работает с нулевым перепадом давления для движущей силы). Отделенный O_2 теперь находится под давлением, равным его частичному давлению в воздухе. Соответствующее изменение энтальпии для этого процесса = ΔH_2

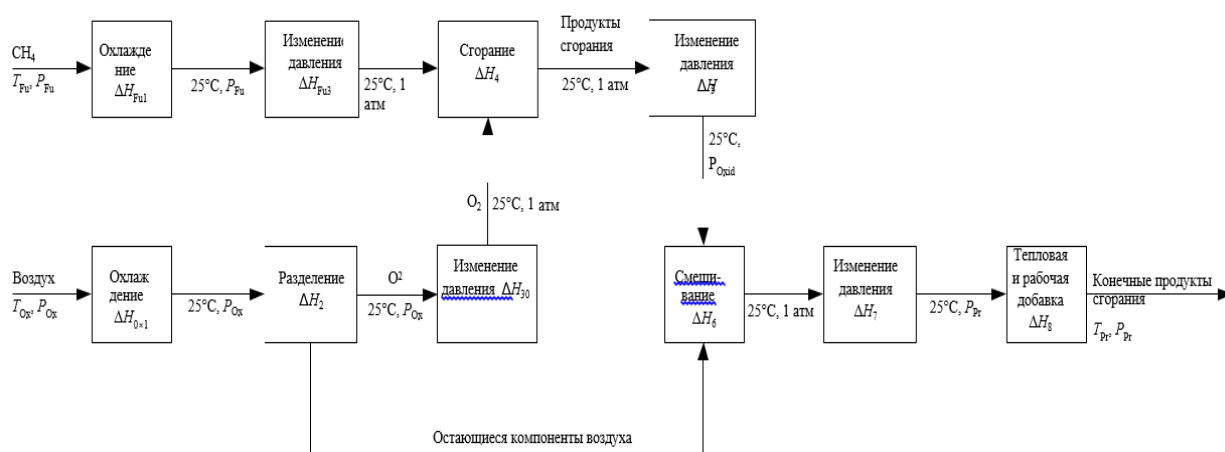


РИСУНОК 2.3 Гипотетический путь для расчета ΔH_{Reax}

3. Изотермическое снижение (или увеличение в зависимости от случая) давления CH_4 и отделенного O_2 до 1 атм путем прохождения через идеальные турбины (или компрессоры). Соответствующее изменение энтальпии для этих процессов = ΔH_{Fu3} и ΔH_{Ox3} .

4. Изотермически реагирует CH_4 с O_2 при 1 атм со всеми продуктами, включая H_2O , находящегося в газовой фазе. Для H_2O можно предположить гипотетическую газовую фазу, если не вся может фактически находиться в паровой фазе при 1 атм и 25°C . Соответствующее изменение энтальпии для этого процесса = ΔH_4 .

5. Изотермическое изменение давления продуктов сгорания на давление остальных компонентов воздушного потока, покидающих мембрану с использованием идеальной турбины (или компрессора в зависимости от случая). Опять же предполагается гипотетическая газовая фаза для H_2O , если она не вся может фактически находиться в паровой фазе в этих условиях. Соответствующее изменение энтальпии для этого процесса = ΔH_5 .

6. Изотермическое смешивание продуктов горения с оставшимися компонентами воздушного потока, выходящими из мембраны. Соответствующее изменение энтальпии для этого процесса = ΔH_6 .

7. Изотермическое изменение давления этой смеси до заданного давления на выходе из ДВС PPr с использованием идеальной турбины (или компрессора в зависимости от ситуации). Соответствующее изменение энтальпии для этого процесса = ΔH_7 .

8. Наконец, перенос тепла или работы, добавленных или удаленных в этих предыдущих семи изотермических процессах, в смесь, образованную на этапе 7 в качестве тепла, приводящая к температуре T_{Pr} для смеси. Соответствующее изменение энтальпии для этого процесса = ΔH_8 .

При применении первого закона сумма изменений энтальпии для изотермического процесса, определенного в шагах 1 — 7, может быть записана следующим образом:

$$\Delta H_{\text{Fu1}} + \Delta H_{\text{Ox1}} + \Delta H_2 + \Delta H_{\text{Fu3}} + \Delta H_{\text{Ox3}} + \Delta H_4 + \Delta H_5 + \Delta H_6 + \Delta H_7 = Q_{\text{Net}} - W_{\text{S,Net}} \quad (2.11)$$

В то время как при шаге 8,

$$Q_{Net} + W_{S,Net} = \Delta H_8 \quad (2.12)$$

Каждое из этих изменений энтальпии дается следующим образом, предполагая, что все газовые потоки следуют идеальному газовому поведению, что является разумным приближением к большинству практических ДВС:

1. $\Delta H_{10x} + \Delta H_{Fu1} = \sum_i \dot{M}_{ВХ,i} \int_{T_{Ox}}^{25+273} C_{pi} M_{wi} dT + \dot{M}_{ВХCH_4} \int_{T_{Fu}}^{25+273} C_{pCH_4} M_{wCH_4} dT$
где нижний индекс i представляет собой каждый вид в потоке окислителей, а C_{pi} и M_{wi} - это масса тепла и молекулярная масса компонента i .
2. $\Delta H_2 = 0$ для процесса сепарации в случае идеальных растворов.
3. $\Delta H_3 = 0$ для идеальных газов, поскольку ΔH является функцией только температуры, поскольку $dH = dU + d nPV = M_w C_v dT + nR dT$, где M_w - это молекулярная масса, C_v - это удельная масса тепла постоянного объема ⁴(функция T), n - это число молей, а R - это индивидуальная идеальная газовая константа (по массе).
4. $\Delta H_4 = \Delta H_{reax}$, стандартная реакция тепла при 25°C и 1 атм со всеми реагентами и продуктами в форме паров в нашем случае.
5. $\Delta H_5 = 0$ для идеальных газов, поскольку ΔH является только функцией температуры.
6. $\Delta H_6 = 0$ для процесса смешивания в случае идеальных растворов.
7. $\Delta H_7 = 0$ для идеальных газов, поскольку ΔH является только функцией только температуры.
8. $\Delta H_8 = \sum_j M_{ВЫХ,j} \int_{25+273}^{T_{Pr}} C_{pj} M_{wj} dT$
где нижний индекс j представляет каждый из видов выбросов ДВС, а C_{pj} и M_{wj} - это масса тепла и молекулярная масса компонента j .

Предыдущие значения в формуле для каждого из ΔH_i соответствуют каждому из восьми шагов в Уравнениях 2.11 и 2.12, а при объединении двух уравнений, получаем

$$\begin{aligned} & \sum_i M_{ВХ,i} \int_{T_{Ox}}^{298^\circ} C_{pi} M_{wi} dT + \dot{M}_{ВХCH_4} \int_{T_{Fu}}^{298^\circ} C_{pCH_4} M_{wCH_4} dT \\ & + \Delta H_{реак при 298^\circ} = - \sum_j \dot{M}_{ВЫХ,j} \int_{298^\circ}^{T_{Pr}} C_{pj} M_{wj} dT \end{aligned} \quad (2.13)$$

T_{Pr} теперь может быть определен путем решения Уравнения 2.13 с числами, поскольку удельная теплоемкость являются функцией температуры (обычно коррелируются эмпирически как полиномы). В совместном издании по взаимодействию СВ, ВМС и ВВС (Чейз с соавт., 1985) имеются табличные данные о температурах образования различных видов, соответствующих их стандартному состоянию наряду с энтальпиями при различных температурах, и в этом случае можно использовать уравнение 2.14, где нижний индекс 1 представляет каждый компонент в случае многокомпонентной топливной смеси:

⁴ Применение первого закона к изохорическому процессу дает $\Delta U = Q = M_w (C_v \Delta T + R \Delta T)$. Значение ΔU , рассчитанное таким образом должно быть одинаковым для любого другого процесса с теми же начальными и конечными условиями, как H , U является функцией.

$$\sum_i M_{\text{ВХ},i} (\Delta h_i^o + h_i^{298^\circ \rightarrow T_{Ox}}) + \sum_i M_{\text{ВХ},1} (\Delta h_i^o + h_1^{298^\circ \rightarrow T_F}) = \sum_i M_{\text{ВЫХ},j} (\Delta h_j^o + h_j^{298^\circ \rightarrow T_{Pr}}) \quad (2.14)$$

где $\Delta h_i^o, \Delta h_1^o, \Delta h_j^o$ - это конкретные стандартные нагревы образования (кДж/кмоль) каждого вида в потоках окислителей, топлива и продуктов (= 0 для элементов в их стандартном состоянии) при исходной температуре 298 К и $\Delta h_i^{298^\circ \rightarrow T_{Ox}}, \Delta h_1^{298^\circ \rightarrow T_F}, \Delta h_j^{298^\circ \rightarrow T_{Pr}}$ - это специфические энтальпии (кДж/кмоль) каждого вида при их температуре выше стандартной

Напомним, что уравнение 2.9 соответствовало образованию тепла H₂O как пара. Если вместо этого в предыдущих расчетах использовалась образование из тепла H₂O как жидкости, то необходимо включить этап изменения фазы, требуемый для перехода от жидкости к пару и соответствующий ΔH .

Пример 2.1. Исходя из идеального поведения газа, рассчитать состав и температуру выхлопных газов (при условии полного сгорания и игнорирования образования загрязняющих веществ) ДВС, сжигающего сингаз (после очистки), полученный из воздухоудвнного газификатора биомассы, со следующим составом и условиями:

1. Сингаз: H₂ = 18% при мольном соотношении, CO = 24% при мольном соотношении, CH₄ = 3% при мольном соотношении, CO₂ = 7% при мольном соотношении, N₂ = 48% при мольном соотношении, доступны при 127°C и давлении 50 бар.
2. Воздух: O₂ = 21% при мольном соотношении, N₂ = 79% при мольном соотношении (без учета Ar и H₂O), доступны при 25°C и давлении 5 бар.
3. Двигатель внутреннего сгорания: Требуется 10% избыточного воздуха, который имеет перепад давления = 0,1 бар, а тепловые потери незначительны.

Решение

Таблицы совместного производства по взаимодействию СВ, ВМС и ВВС будут использоваться для энтальпий и образования тепла и, таким образом, уравнение 2.14 будет значимо при 100 молях топлива в качестве основы для расчетов. Расчет значения $\sum_i M_{1f} (\Delta h_1^o + \Delta h_1^{298^\circ \rightarrow T_f})$ обобщается в Таблице 2.1.

Требуемый окислитель (воздух) (и его компоненты) для 10-процентного превышения приводится в Таблице 2.2.

Расчет значения $\sum_i M_{\text{ВХ},i} (\Delta h_i^o + \Delta h_1^{298^\circ \rightarrow T_{Ox}})$ обобщается в Таблице 2.3. Обратите внимание, что в этом случае энтальпия равна нулю, так как окислитель находится при стандартной температуре, в то время как в них содержатся только O₂ и N₂, которые имеют нулевой нагрев, будучи компонентами. Пары H₂O, присутствующие в воздухе, имеют ненулевое образование тепла и должны быть включены в него.

ТАБЛИЦА 2.1 Энтальпия топлива и образование тепла

Состав горючего	Моли топл ива	Энтальпия на 127° С		Образование тепла		Энтальпия топлива +образование тепла
		Моль /кДж	кДж	Моль /кДж	кДж	кДж
H ₂	18	2.959	53.262	0	0	53.3
CO	24	2.976	71.424	-110.527	-2652.648	-2581.2
CH ₄	3	3.861	11.583	-74.873	-224.619	-213.0
CO ₂	7	4.003	28.021	-393.522	-2754.654	-2726.6
N ₂	48	2.971	142.608	0	0	142.6
Всего	100.0		306,9		-5631.9	-5325.0

ТАБЛИЦА 2.2 Требуемый окислитель (воздух)

Горючий компонент	Химическая реакция	Моли вида топлива	Требуется		O ₂ требуется для 10% избыточного воздуха	N ₂ в воздухе
			стехиометрический O ₂			
			Моль на моль вида топлива	Всего моли	Всего, моли	Моль N ₂ = (79/21) × O ₂
H ₂	H ₂ + 0.5O ₂ = H ₂ O	18	0,5	9	9,9	37,24
CO	CO + 0.5O ₂ = CO ₂	24	0,5	12	13,2	49,66
CH ₄	CH ₄ + 2O ₂ = CO ₂ + 2H ₂ O	3	2	6	6,6	24,83
Всего		45,0		27,0	29,7	111,7

ТАБЛИЦА 2.3 Кислотная (воздушная) энтальпия и теплота образования

Компонент окислитель	Моли (вычисляется в Таблице 2.2)	Моль %	Энтальпия 25°С		Теплота образования		Энтальпия + теплота образования
			кДж/моль	кДж	кДж/моль	кДж	кДж
O ₂	29,7	21	0	0	0	0	0
N ₂	111,7	79	0	0	0	0	0
Всего	141,4	100,0		0		0	0,0

ТАБЛИЦА 2.4 Продукты, образующиеся в результате сгорания

Горючий компонент	Химическая реакция	Моли вида топлива	H ₂ O, образующийся в результате сгорания		CO ₂ , образующийся в результате сгорания	
			Моль на моль вида топлива	Всего моли	Моль на моль вида топлива	Всего моли
H ₂	H ₂ + 0.5O ₂ = H ₂ O	18	1	18	0	0
CO	CO + 0.5O ₂ = CO ₂	24	0	0	1	24
CH ₄	CH ₄ + 2O ₂ = CO ₂ + 2H ₂ O	3	2	6	1	3
Всего		45,0		24,0		27,0

Расчеты количества продуктов, образующихся в результате сгорания, приводятся в Таблице 2.4 для трех горючих веществ, присутствующих в топливе. Затем расчеты количества каждого компонента, присутствующего в выхлопном газе, определяются в кратком виде в Таблице 2.5.

ТАБЛИЦА 2.5 Состав выхлопного газа и теплота образования

Компонент выхлопного газа	В топливе	Из воздуха, оставшегося после сгорания		Образованный при сгорании	Всего в выхлопном газе		Теплота образования при 298 К	
		Моль	Моль		Моль	Моль %	кДж/моль	кДж
H ₂ O	0	0		24,0	24	10,89	-241,8	-5803,8
CO ₂	7	0		27,0	34	15,42	-393,5	-13 379,8
O ₂	0	2,7		0	2,7	1,22	0	0
N ₂	48	111,7		0	159,7	72,46	0	0
Всего					220,4	100,00		-19 183,6

ТАБЛИЦА 2.6 Энтальпия выхлопных газов и теплосодержание при двух пробных температурах

Компоненты выхлопного газа	Энтальпия при 1900 К		Энтальпия при 2000 К		Энтальпия + теплота образования при	
					1900 К	2000 К
	кДж/моль	кДж	кДж/моль	кДж	кДж	кДж
H ₂ O	67,7	1 624,9	72,8	1 747,0	-4 178,9	-4 056,9
CO ₂	85,4	2 904,2	91,4	3 108,9	-10 475,5	-10 270,8
O ₂	55,4	149,6	59,2	159,8	149,6	159,8
N ₂	52,5	8 393,4	56,1	8 966,7	8 393,4	8 966,7
Всего		13 072,2		13 982,3	-6 111,3	-5 201,2

Расчет члена prJ представлен в таблице 2.6 для двух отдельных пробных температур. Посредством интерполяции температура дымового газа рассчитывается так, чтобы она составляла 1986 К, чтобы получить ту же энтальпию + теплоту образования, что и для топлива + окислитель = -5325,0 кДж

$$\gg jM_{\text{вых.}}, j\Delta h_o$$

$$j + \Delta h_{298 \text{ ТР}}$$

j

2.1.2 Эффективность, вытекающая из первого закона термодинамики

Первый закон подразумевает, что энергия, содержащаяся в полезном продукте(ах), выходящая из системы преобразования энергии в устойчивом состоянии, может быть равна или быть меньше энергии, поступающей в систему, а остальная часть выбрасывается или расходуется впустую в окружающую среду. Эффективность процесса или установки на основе такого ограничения первого закона, известного также как «общий процесс или эффективность установки», позволяет определить, насколько эффективным является процесс с точки зрения преобразования энергии, поступающей в систему, в энергию, содержащейся в производимых полезных продуктах. Эта общая эффективность определяется как отношение энергии, содержащейся в продукте(ах), к энергии, поставляемой в систему, и обеспечивает «измерительный метр» для сравнения различных альтернативных маршрутов преобразования энергии одного и того же типа, поставляемой в систему преобразования энергии, в желаемый продукт(ы). Этот тип эффективности, однако, имеет свои недостатки, как описано ниже, при изучении различных альтернативных путей преобразования энергии. Как поясняется в Главе 1, общая эффективность для топливной электростанции выражается соотношением чистой мощности, производимой установкой, и теплосодержания топлива, либо его ВТС, либо его НТС, в качестве показателя энергии, получаемой от топлива. Эффективность первого закона особенно полезна при определении стоимости топлива (обычно продается на основе единицы энергии, либо с точки зрения ВТС или НТС) для производства определенного количества продукта, электрической энергии в случае электростанции.

2.2 ВТОРОЕ НАЧАЛО ТЕРМОДИНАМИКИ

Верхняя граница, предусмотренная первым законом для общей эффективности процесса, составляет 100%, в то время как эффективность реальных процессов (например, электростанций, работающих на топливе) намного меньше 100%. Например, современная

электростанция, работающая на угле, имеет общую эффективность около 40%, если она выражается на основе высшей теплоты сгорания (ВТС). На современных угольных электростанциях энергия, содержащаяся в топливе, сначала высвобождается в виде тепловой энергии, которая затем преобразуется в работу с помощью теплового двигателя, вал которого соединяется с электрическим генератором и преобразует эту работу в электрическую энергию. Значительный объем энергии, связанной с углем, выбрасывается в атмосферу (внешнюю среду), что обусловлено, главным образом, ограничением, установленным природой в отношении того, какая часть тепловой энергии может быть преобразована в работу. Это ограничение зависит от температуры, при которой тепловая энергия используется в тепловом двигателе. Установлено, что чем выше эта температура, тем выше эффективность преобразования. Еще одной температурой, влияющей на эту эффективность, является температура, при которой непреобразованная тепловая энергия выбрасывается в окружающую среду. Чем ниже эта температура, тем выше эффективность. Эти наблюдения приводят к концепции отличительного свойства энергии, качества в дополнение к количеству. Подобно тому, как природа не допускает создания (объема) энергии таким образом, что объем энергии, покидающий систему в стабильном состоянии, не может быть больше, чем объем, поступающий в систему, природа также не допускает повышения общего качества энергии, покидающей систему. Общее качество энергии, в том числе энергии в виде действия, выходящей из системы в стабильном состоянии, не может быть выше, чем качество энергии, поступающей в систему. Степень ухудшения качества зависит от того, насколько необратимым является процесс. Определяя $\theta_{вх.}$ и $\theta_{вых.}$ как качество тепловой энергии, поступающей ($Q_{вх.}$) и покидающей ($Q_{вых.}$) систему на основе единицы энергии (т.е. качество определяется как интенсивное свойство) и θW как качество полезной работы ($W_{пайд}$), покидающей систему, второй закон может быть записан следующим образом:

$$Q_{вх.1}\theta_{вх.1} + Q_{вх.2}\theta_{вх.2} + \dots \geq W_{net}\theta_W + (-Q_{вых.1})\theta_{вых.1} + (-Q_{вых.2})\theta_{вых.2} + \dots \quad (2.15)$$

Обратите внимание, что количества $Q_{вых.1}$, $Q_{вых.2}, \dots$ являются отрицательными по нашей конвенции. Равенство в предыдущей формуле применяется только к гипотетически обратной системе. Это качество тепловой энергии (θ) может быть связано с идеальной температурой газа путем проведения цикла охлаждения, в котором используется тепло для управления процессом ⁵с помощью идеального газа в качестве рабочей жидкости, работающей со следующими шагами, каждый шаг при обратимых условиях (См. Рис. 2.4):

⁵ В таком процессе охлаждения с использованием тепла, когда тепло должно переводиться с более низкой температуры на более высокую температуру, требуется дополнительное тепло более высокого качества, с тем чтобы не произошло спонтанного повышения общего качества энергии.

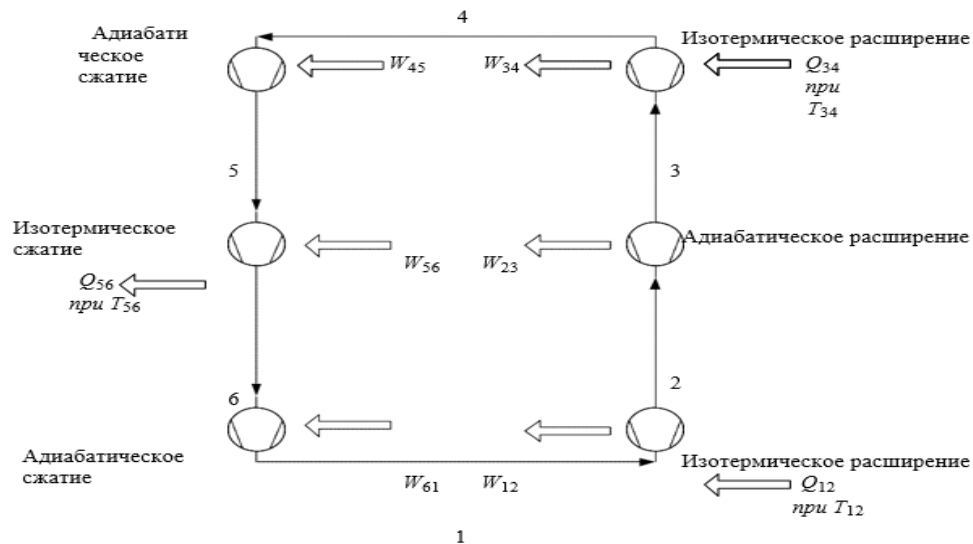


РИСУНОК 2.4 Цикл охлаждения, вызываемый тепловыделением, с использованием идеального газа

1. Изотермическое расширение газа при температуре T_{12} от состояния точки 1 при давлении P_1 до состояния точки 2 при давлении P_2 во время поглощения тепла Q_{12} и производстве работы W_{12} .
2. Адиабатическое расширение от состояния точки 2 при давлении P_2 до состояния точки 3 при давлении P_3 при производстве работы W_{23} и в процессе охлаждения до температуры T_{34} .
3. Изотермическое расширение газа при температуре T_{34} от состояния точки 3 при давлении P_3 до состояния точки 4 при давлении P_4 при поглощении тепла Q_{34} и производстве работы W_{34} .
4. Адиабатическое сжатие от состояния точки 4 при давлении P_4 до состояния точки 5 при давлении P_5 при поглощаемой работе W_{45} и в процессе нагрева до температуры T_{56} .
5. Изотермическое сжатие при температуре T_{56} от состояния точки 5 до состояния точки 6 при высвобождении тепла Q_{56} и потреблении работы W_{56} .
6. Адиабатическое сжатие от состояния точки 6 при давлении P_6 до состояния точки 1 при давлении P_1 для завершения цикла при потреблении работы W_{61} .

Условия состояния точек выбираются таким образом, что нет *других* рабочих или тепловых взаимодействий с окружающей средой, то есть $W_{12} + W_{23} + W_{34} + W_{45} + W_{56} + W_{61} + Q_{12} + Q_{34} + Q_{56} = 0$. Обратите внимание, что этот цикл охлаждения передает тепловой поток Q_{34} при температуре T_{34} до более высокой температуры и T_{56} с использованием теплового потока Q_{12} при более высокой температуре T_{12} . После применения первого закона ко всей системе можно увидеть, что температура газа после адиабатического сжатия от состояния точки 6 до состояния точки 1 составляет T_{12} .

Предыдущая работа и подвод/вывод тепла могут быть выражены в условиях давления и (или) температуры рабочей жидкости.

Для идеального газа (на мольной основе), $PV = R_u T$ и с постоянным T :

$$W_{12} = \int_{V_1}^{V_2} P dV = R_u T_{12} \ln(P_1/P_2) \quad (2.16)$$

$$W_{12} = \int_{V_3}^{V_4} PdV = R_u T_{34} \ln(P_3/P_4) \quad (2.17)$$

$$W_{12} = \int_{V_5}^{V_6} PdV = R_u T_{56} \ln(P_5/P_6) \quad (2.18)$$

На основе первого закона и с постоянной T :

$$Q_{12} = W_{12} = R_u T_{12} \ln(P_1/P_2) \quad (2.19)$$

$$Q_{34} = W_{34} = R_u T_{34} \ln(P_3/P_4) \quad (2.20)$$

$$Q_{56} = W_{56} = R_u T_{56} \ln(P_5/P_6) \quad (2.21)$$

Поскольку $(T_{12}T_{34}T_{56})/(T_{12}T_{34}T_{56}) = 1$,

$$\ln[(T_{12}T_{34}T_{56})/(T_{12}T_{34}T_{56})] = 0 \text{ или} \\ \ln(T_{12}/T_{56}) + \ln(T_{34}/T_{12}) + \ln(T_{56}/T_{34}) = 0 \quad (2.22)$$

Для идеального газа с постоянной CP/CV , проходящей обратимое адиабатическое расширение или сжатие (между точками состояния 6 и 1, между точками состояния 2 и 3 и между точками состояния 4 и 5), Уравнение 2.22 может быть записано следующим образом:

$$\ln(P_1/P_6) + \ln(P_3/P_2) + \ln(P_5/P_4) = 0$$

Поскольку

$$\ln(P_1/P_2) + \ln(P_3/P_4) + \ln(P_5/P_6) = 0$$

заменяемые уравнения 2.19 — 2.21 в предыдущее:

$$\frac{Q_{12}}{T_{12}} + \frac{Q_{34}}{T_{34}} + \frac{Q_{56}}{T_{56}} = 0, \text{ или} \\ \frac{Q_{12}}{T_{12}} + \frac{Q_{34}}{T_{34}} = -\frac{Q_{56}}{T_{56}} \quad (2.23)$$

При рассмотрении также необратимых процессов, Уравнение 2.23 становится следующим:

$$\frac{Q_{12}}{T_{12}} + \frac{Q_{34}}{T_{34}} \leq -\frac{Q_{56}}{T_{56}} \quad (2.24)$$

Сравнивая формулу (2.15) с формулой (2.24), можно увидеть, что $\theta = -1/T$, то есть чем выше температура, выше тем качество $\int \frac{dQ_{\text{реверсивная}}}{T}$ теплоты.

С точки зрения энтропии, которая определяется $\Delta S =$, где $Q_{\text{реверсивная}}$ - это теплота, передаваемая реверсивно. Формула (2.24) может быть записана для обратного случая как $\Delta S_{12} + \Delta S_{34} + \Delta S_{56} = 0$, то есть энтропия сохраняется для обратного процесса. Как и ΔH , ΔS является функцией состояния и может быть рассчитана при наличии удобного обратного пути, соединяющего начальное состояние с конечным состоянием.

Так как θ не может быть > 0 , самое высокое значение θ может быть 0, что является качеством, соответствующим работе (θW). Это можно проверить, выполнив аналогичный анализ для реверсивного теплового двигателя с использованием идеального газа для рабочей жидкости, как это было сделано для цикла охлаждения, с помощью следующих шагов (приводящих к циклу Карно⁶, изображенному на Рис. 2.5):

1. Изотермическое расширение газа при температуре T_{12} от состояния точки 1 при давлении P_1 до состояния точки 2 при давлении P_2 во время поглощения тепла Q_{12} и производстве работы W_{12} .
2. Адиабатическое расширение от состояния точки 2 при давлении P_2 до состояния точки 3 при давлении P_3 при производстве работы W_{23} и охлаждении до температуры T_{34} .

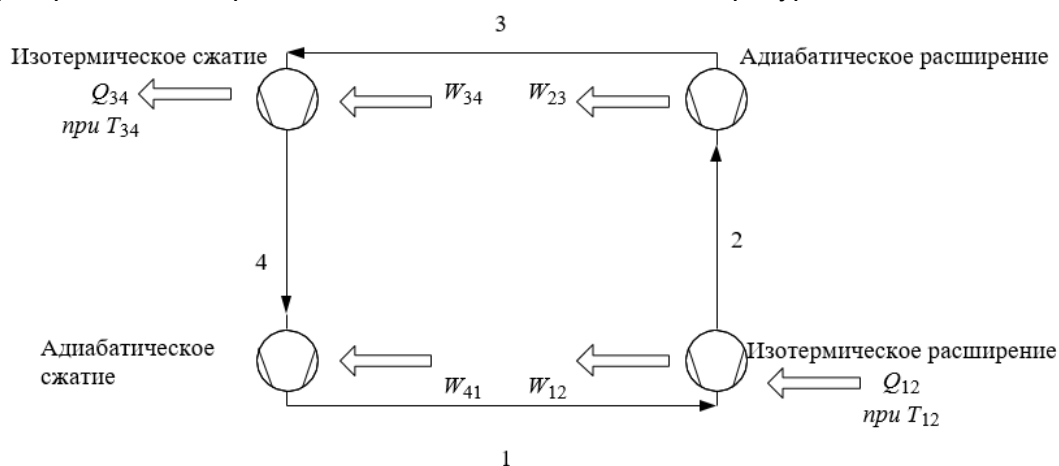


РИСУНОК 2.5 Циклический реверсивный тепловой двигатель с идеальным газом

3. Изотермическое сжатие при температуре T_{34} от состояния точки 3 до состояния точки 4 при высвобождении тепла Q_{34} и потреблении работы W_{34} .
4. Адиабатическое сжатие от состояния точки 4 при давлении P_4 до состояния точки 1 при давлении P_1 для завершения цикла при потреблении работы W_{41} .

Условия состояния точек выбираются таким образом, что нет *других* рабочих или тепловых взаимодействий с окружающей средой, то есть $W_{12} + W_{23} + W_{34} + W_{41} + Q_{12} + Q_{34} = 0$. После применения первого закона ко всей системе можно увидеть, что температура газа после адиабатического сжатия от состояния точки 4 до состояния точки 1 составляет T_{12} .

Предыдущие условия работы и подвод тепла могут быть выражены в условиях давления и (или) температуры рабочей жидкости. Для идеального газа (на мольной основе), $PV = R_u T$ и при постоянной T :

$$W_{12} = \int_{V_1}^{V_2} P dV = R_u T_{12} \ln(P_1/P_2)$$

⁶ Этот идеализированный цикл был предложен Николя Леонаром Сади Карно в 1824 году.

$$W_{34} = \int_{V_3}^{V_4} P dV = R_u T_{34} \ln(P_3/P_4)$$

На основе первого закона и с постоянной T :

$$Q_{12} = W_{12} = R_u T_{12} \ln(P_1/P_2) \quad (2.25)$$

$$Q_{34} = W_{34} = R_u T_{34} \ln(P_3/P_4) \quad (2.26)$$

Полезная работа, производимая тепловым двигателем, задается $W_{\text{пайд}} = W_{12} + W_{23} + W_{34} + W_{41}$. Далее, так как $T_{12}T_{34} = T_{12}T_{34} = 1$,

$$\ln[(T_{12}T_{34})/(T_{12}T_{34})] = 0 \text{ or} \\ \ln(T_{12}/T_{34}) + \ln(T_{12}/T_{34}) = 0 \text{ or} \quad (2.27)$$

Для идеального газа с постоянной CP/CV , подвергаемой обратимому адиабатическому расширению или сжатию (между состояниями точек 2 и 3 и между состояниями точек 4 и 1), Уравнение 2.27 может быть записано следующим образом:

$$\ln(P_3/P_2) + \ln(P_1/P_4) = 0$$

Перекомпануя

$$\ln(P_1/P_2) + \ln(P_3/P_4) = 0$$

заменяя уравнения 2.25 и 2.26 в предыдущем уравнении, получаем:

$$Q_{12}/T_{12} + Q_{34}/T_{34} = 0 \text{ or} \\ Q_{12}/T_{12} = -Q_{34}/T_{34} \quad (2.28)$$

При рассмотрении также необратимых процессов, Уравнение 2.28 становится следующим:

$$Q_{12}/T_{12} \leq -Q_{34}/T_{34} \quad (2.29)$$

Обратите внимание, что Q_{34} является отрицательным количеством согласно нашей конвенции. Сравнивая эту формулу с формулой (2.15), можно увидеть, что θ для работы имеет наибольшее значение, то есть $\theta W = 0$, а с точки зрения энтропии, для реверсивного теплового двигателя энтропия сохраняется. Анализ реальных (необратимых) процессов проводится путем принятия идеальности, применения принципа сохранения энтропии, а затем применения коррекции (например, эмпирически корреляционного изэнтропического КПД в случае компрессоров, турбин и других тепловых двигателей), фактических условий работы и параметров на выходе от процесса может быть определен для заданного набора условий на входе.

Эффективность реверсивного теплового двигателя (известного как КПД Карно), η_{Carnot} , может быть рассчитана путем применения первого закона для выражения чистой работы, производимой с точки зрения тепла, подаваемого и отклоняемого двигателем, как $W_{\text{пайд}} = Q_{12} + Q_{34}$ и Уравнение 2.28:

$$\eta_{\text{Карно}} = W_{\text{пайд}}/Q_{12} = \frac{(Q_{12} + Q_{34})}{Q_{12}} = 1 - T_{34}/T_{12} \quad (2.30)$$

Из приведенных выше примеров можно сделать вывод о том, что:

1. Тепло может передаваться с более низкой температуры на более высокую температуру, но затем тепло также должно подаваться при более высокой температуре⁷, чтобы общее качество энергии не было повышено, объем снижения качества зависит от того, насколько необратимым является процесс.
2. Работа может быть произведена из тепла путем преобразования части тепла, в то время как оставшееся тепло должно быть отклонено с пониженным качеством, таким образом, чтобы общее качество энергии не повысилось, опять же объем снижения качества зависит от того, насколько нереверсивным является тепловой двигатель.
3. Эффективность реверсивного теплового двигателя, как видно из Уравнения 2.30, не зависит от рабочей жидкости и зависит только от температуры, при которой тепло подается в двигатель, и от температуры, при которой тепло выбрасывается двигателем. Эта эффективность, т.е. КПД цикла Карно, представляет собой верхний предел эффективности теплового двигателя, если он работает при максимальной температуре, при которой может поглощаться тепло (т.е. при той же температуре, что и источник тепла), и минимальной температуре, при которой тепло может быть отведено (т.е. при той же температуре, что и у теплопоглотителя).

2.2.1 Снижение качества и генерация энтропии

Потерянный потенциал для выполнения работы при необратимом процессе приводит к снижению качества энергии, которое может быть показано эквивалентным генерации энтропии. Рассмотрим «свободное расширение» идеального газа от давления P_1 до давления P_2 . Этот процесс расширения, как показано на Рисунке 2.6, может быть смоделирован как газ, впервые осуществляющий изотермическую работу в реверсивной турбине, поглощающей тепло $Q_{\text{реверсивная}}$ при постоянной температуре T и производящий работу WS . Работа WS затем превращается в тепло

⁷ или работу (как в случае механического охлаждения), которая, конечно, является энергией более высокого качества.

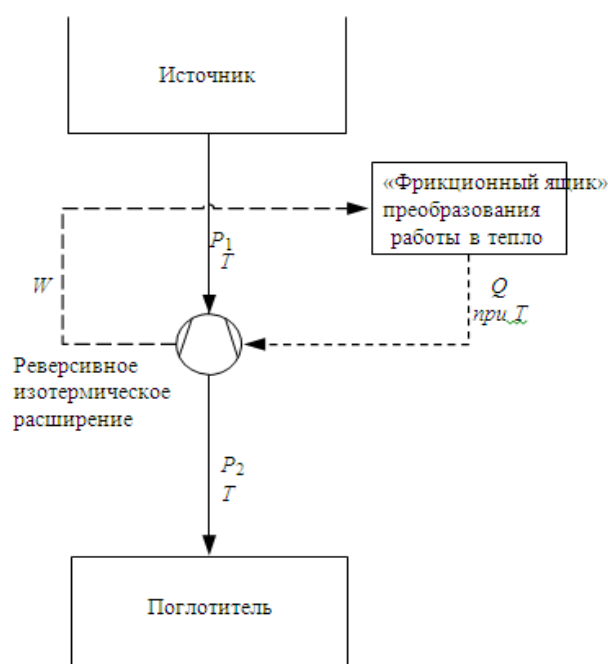


РИСУНОК 2.6 Генерация энтропии в свободном расширении газа

посредством трения и соответствующее тепло должно быть равно значению $Q_{\text{реверсивная}}$. Затем это тепло подается обратно в реверсивную турбину. Чистый эффект заключается в том, что ни одна работа не производится процессом, то есть свободным расширением. Соответствующее снижение качества трением (во «фрикционном ящике» на рисунке), отмечая при этом, что $\theta_W = 0$, $\theta_T = -1/T$, и $\Delta S = Q_{\text{реверсивная}}/T$, составляет

$$W_S \theta_W - Q_{\text{реверсивная}} \theta_T = -Q_{\text{реверсивная}} \theta_T = \frac{Q_{\text{реверсивная}}}{T} = \Delta S$$

Таким образом, генерация энтропии является мерой снижения качества энергии. Далее, для этого примера $Q_{\text{реверсивная}} = WS = R_u T \ln P_1/P_2$, и генерация энтропии для этого необратимого процесса $\Delta S = R_u \ln P_1/P_2$. Это пример того, как значение ΔS может быть рассчитано, т.е. путем разработки реверсивного шага для теплопередачи, даже при отсутствии теплообмена с внешней средой. Потерянная работа имеет вид $T\Delta S$.

Другим примером является необратимый перенос тепла от более высокой температуры T_1 к более низкой температуре T_2 , и потеря качества энергии снова может быть доказана сгенерированной энтропией, $\Delta S = Q(\theta_1 - \theta_2) = Q \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right)$

2.2.2 Анализ второго начала термодинамики

Второй закон термодинамики может быть применен для оценки полезности источника энергии или материального потока для производства работы. Он также может применяться при анализе систем для количественного определения неэффективности тех сфер, в которых изменения системы позволят значительно повысить общую эффективность системы. Анализ состоит из расчета максимального потенциала работы каждого из потоков (входящего, выходящего и внутри системы) путем обращения его в термодинамическое равновесие с внешней средой. Таким образом, определяется также объем рабочего

потенциала, сведенного до минимума по каждому основному оборудованию в рамках системы.

Предположим, что мы хотим производить работу из тепловой энергии Q , обеспечиваемой источником тепла при постоянной температуре T_1 и теплоотвод доступен при постоянной температуре T_s . Для этой задачи доступен тепловой двигатель Карно с максимальной температурой рабочей жидкости T_2 ($T_2 < T_1$) из-за ограничений, установленных материалами, используемыми в тепловом двигателе. Эффективность преобразования тепла Q в работу W , производимой этим двигателем, тогда

$$W = Q \left(1 - \frac{T_s}{T_2} \right)$$

Чем меньше эта температура T_2 , тем меньший объем тепла преобразуется в работу и это связано с потерей качества тепловой энергии, связанной с понижением температуры от T_1 до T_2 . При выдвижении гипотезы о дополнительном тепловом двигателе, который может принимать тепло при T_1 , сбрасывая непреобразованное тепло при T_2 предыдущему тепловому двигателю, теоретически может быть произведена дополнительная работа, а работа, потерянная за счет использования тепла при более низкой температуре T_2 , которая является областью неэффективности из-за материальных ограничений в тепловом двигателе, дается в виде

$$W_{\text{потери}} = QT_s \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right)$$

Источник тепла или теплопоглотитель в реальных ситуациях существуют как материальные потоки, за исключением источников тепла в случае солнечной или ядерной энергии. Для извлечения работы из источника тепла поток тепла должен содержать внутреннюю энергию более высокого качества, чем поток теплоотвода. Если материальный поток не представляет собой однокомпонентный насыщенный пар или насыщенную жидкость, внутренняя энергия потока материала, измеряемая по его температуре, будет уменьшаться или увеличиваться в зависимости от того, снижается или прибавляется тепло (т.е. является ли оно источником или поглотителем). Таким образом, источники тепла или поглотители редко остаются при постоянной температуре, и этот аспект следует учитывать при термодинамическом анализе процессов. Современная технология позволяет получать работу непосредственно из следующих типов внутренней энергии: чувствительной и скрытой, а также химической с использованием топливного элемента, как описано в Главе 11. Когда поток источника находится под давлением, превышающим поток поглотителя, работа может быть также произведена путем расширения самого исходного потока (до давления потока поглотителя), в то время как его внутренняя энергия преобразуется в работу с соответствующим снижением его температуры в зависимости от того, подается ли или сколько тепловой энергии подается в поток во время расширения. Помимо использования общего градиента давления между источником и потоками поглотителя, частичное давление компонентов также может быть использовано для производства работы, и снова это внутренняя энергия, которая преобразуется в работу.

Свойство, которое измеряет рабочий потенциал потока называется эксергией, но в отличие от обычного определения эксергии, максимальный рабочий потенциал в этой книге определяется, чтобы также включить работу, которая может быть произведена из потока, когда ее температура ниже температуры окружающей (внешней) среды. В таких случаях тепловой двигатель предполагается с использованием окружающей среды в качестве

источника тепла, а поток в качестве теплоотвода для количественной оценки рабочего потенциала. Таким образом, можно учитывать потенциал холода таких потоков как сжиженный природный газ (при поставке на электростанцию в качестве топлива). Возможное использование потенциала холода сжиженного природного газа может заключаться в охлаждении всасываемого воздуха газовой турбины в целях сокращения работы компрессора и, таким образом, повышения КПД тепла (и полезной мощности) двигателя.

Эксергия (χ) устойчивого потока материала с заданным составом при температуре T и давлении P (когда кинетические и потенциальные энергетические эффекты могут быть опущены) относительно неработающего состояния при температуре T_0 и давлении P_0 (окружающая среда) может быть определена следующим образом:

$$= W_{\text{тепл.}} + W_{\text{расшир.}} + W_{\text{окисл.}} + W_{\text{дифф.}} \quad (2.31)$$

где $W_{\text{тепл.}}$ - это обратимая работа, которая может быть получена с помощью теплового двигателя, работающего между температурой потока (при температуре T) и температурой окружающей среды (при температуре T_0), $W_{\text{расшир.}}$ - это обратимая работа, которая может быть получена из потока при температуре T_0 и давлении P путем изотермического расширения (после выравнивания до температуры T_0 на предыдущем шаге) до давления окружающей среды P_0 , $W_{\text{окисл.}}$ - это работа (после выравнивания температуры T_0 и расширения до давления P_0 на предыдущем шаге), которая может быть произведена путем обратимого изотермического окисления горючих веществ, которые могут присутствовать в поток с достаточным количеством окружающего воздуха для полного окисления горючих веществ, и $W_{\text{дифф.}}$ - это дополнительная работа, которая может быть получена путем реверсивной диффузии каждого компонента i в потоке при частичном давлении P_i через мембрану в окружающую среду.

Первое значение с левой стороны Уравнения 2.31 определяет максимальную работу, которая может быть получена на основе Уравнения 2.30, КПД цикла Карно, и должна включать рабочий потенциал потоков, содержащих пары, которые могут подвергнуться фазовым изменениям при установлении равновесия с окружающей средой. Этот термин ($W_{\text{тепл.}}$) может быть записан следующим образом:

$$W_{\text{тепл.}} = - \int_T^{T_0} \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) dH(T)$$

где энтальпия как функция температуры $H(T)$ может включать как существенную, так и скрытую энергию. Если $T < T_0$, то можно доказать, что предыдущая формула для $W_{\text{тепл.}}$ по-прежнему применяется в тех случаях, когда dH представляет собой тепло, отводимое реверсивным тепловым двигателем в поток, и учитывает потенциал холодного потока при поступлении тепла из окружающей среды.

Поток после выравнивания до T_0 может претерпевать дальнейшее изменение фазы при снижении изотермического давления, и поэтому второй термин с левой стороны Уравнения 2.31 с помощью первого закона, может быть записан следующим образом:

$$W_{\text{расшир.}} = - \Delta H_{\text{расшир.}} + Q_{\text{реверсивная}}$$

Так как $\Delta S = Q_{\text{реверсивная}}/T_0$ получаем:

$$W_{\text{расшир.}} = -\Delta H_{\text{расшир.}} + T_0 \Delta S_{\text{расшир.}}$$

где $\Delta H_{\text{расшир.}}$ и $\Delta S_{\text{расшир.}}$ представляют собой соответствующие изменения энтальпии и энтропии для изотермического расширения потока, поскольку его давление реверсивно снижается до давления окружающей среды. $\Delta H_{\text{расшир.}}$ и $\Delta S_{\text{расшир.}}$, будучи функциями состояния и могут определяться:

$$\begin{aligned} H_{\text{расшир.}} &= H_{P_0} - H_P \\ S_{\text{расшир.}} &= S_{P_0} - S_P \end{aligned}$$

где H_{P_0} и S_{P_0} - это энтальпия и энтропия после расширения до давления P_0 , а H_P и S_P - это энтальпия и энтропия перед расширением, то есть при начальном давлении P , все при температуре T_0 . Обратите внимание, что для идеального газа без изменения фазы, на основе молярного потока,

$$W_{\text{расшир.}} = -R_u T_0 \ln\left(\frac{P_0}{P}\right)$$

Следующим шагом на пути к равновесию потока с окружающей средой является реверсивная реакция изотермического окисления для полного сгорания при T_0 и P_0 горючих веществ, присутствующих в потоке, с использованием стехиометрического количества окружающего воздуха. Соответствующая работа, которая может быть произведена в результате этой реакции, определяется следующим выражением (может быть связана с H и S аналогично $W_{\text{расшир.}}$ или S_m . Главу 11 в разделе, посвященном топливным элементам):

$$W_{\text{окисл.}} = -\Delta H_{\text{окисл.}} + T_0 \Delta S_{\text{окисл.}}$$

Определение комбинации свойств $G = H - T S$ как свободной энергии Гиббса G (функция состояния),

$$W_{\text{окисл.}} = -\Delta G_{\text{окисл.}}$$

где $\Delta G_{\text{окисл.}}$ — это изменение свободной энергии Гиббса для реакции изотермического окисления горючих веществ (скажем, по реакции, $aA + bB \rightarrow cC + dD$) при T_0 и P_0 . $\Delta G_{\text{окисл.}}$ может быть определена на основе соотношения на молярной основе потока:

$$\Delta G_{\text{окисл.}} = \Delta G_{\text{окисл.}}^0 + R_u T_0 \ln\left(\frac{\prod_C \hat{f}_C^{\nu_C} \prod_D \hat{f}_D^{\nu_D}}{\prod_A \hat{f}_A^{\nu_A} \prod_B \hat{f}_B^{\nu_B}}\right)$$

где $\hat{f}_i$ = летучесть вида i , при этом стандартное состояние летучести для каждого вида принимается как единое целое. Данные таблицы доступны в Совместном издании по взаимодействию СВ, ВМС и ВВС (Чейз с соавт., 1985) для термодинамического потенциала образования различных видов, соответствующих их стандартному состоянию при различных температурах, которые могут быть использованы для расчета ΔG^0 аналогично ΔH^0 , как описано выше в этой главе. Второй член выражения справа делает поправку на фактическое состояние каждого из компонентов, которое отличается от стандартного состояния, где летучесть = 1. Для идеального газа, где P_i - это частичное давление

компонента i ,

$$\Delta G_{\text{окисл.}} = \Delta G_{\text{окисл.}}^0 + R_u T_0 \ln\left(\frac{P_C^c P_D^d}{P_A^a P_B^b}\right)$$

Заключительным шагом на пути установления равновесия потока с окружающей средой является обратимое изотермическое расширение при температуре, T_0 , и общем давлении, P_0 , компонента i через гипотетическую обратимую мембрану к его частичному давлению в окружающем воздухе, P_{i0} , то есть, как показано на Рисунке 2.7, позволяя компоненту осуществлять реверсивный обмен через селективную мембрану между потоком и камерой и аналогичным образом между окружающим воздухом и второй камерой, причем две камеры соединены турборасширителем, работающим в реверсивном режиме между двумя давлениями:

$$W_{\text{дифф.}} = -\Delta G_{\text{дифф.}}$$

Обратите внимание, что для идеального газа, содержащего компоненты i без изменения фазы на основе молярного потока,

$$W_{\text{дифф.}} = -\sum_i R_u T_0 \ln\left(\frac{P_{i0}}{P_i}\right)$$

Основными компонентами этого типа расширения являются два компонента, пары H_2O и CO_2 . O_2 и N_2 также могут расширяться, но в обратном направлении при производстве работы, поскольку для этих компонентов может существовать градиент концентрации между системой и окружающей средой (концентрация в окружающей среде, как правило, выше). Однако такие соображения могут привести к неправильным результатам или послужить непрактичным руководством для совершенствования цикла.

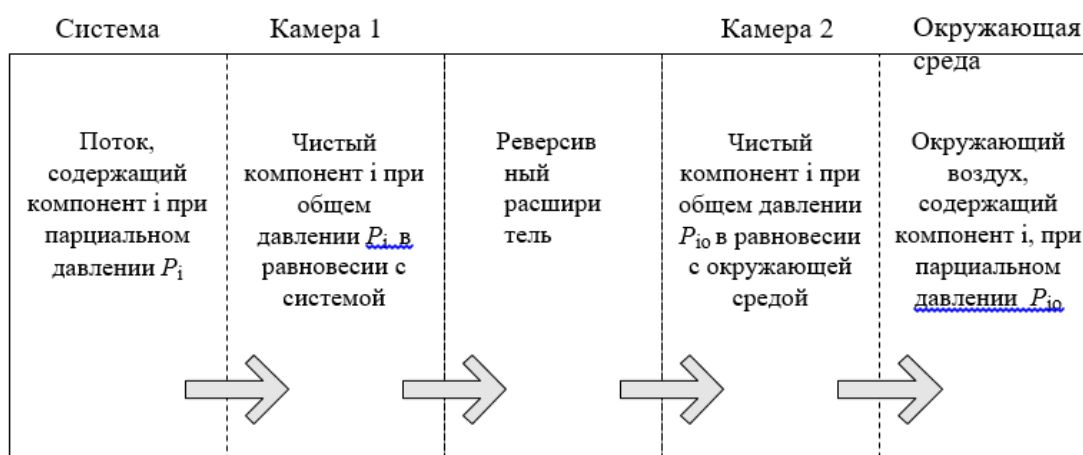


РИСУНОК 2.7 Обратимое расширение компонента после диффузии через мембрану

Уничтожение энергии или максимального рабочего потенциала каждого оборудования в системе и максимальный рабочий потенциал, отведенный от системы потоками, покидающими ее, выявляют источники неэффективности и обеспечивают руководство для достижения улучшенной конфигурации системы. С учетом того, что каждый из четырех компонентов максимального рабочего потенциала известен отдельно, может

быть оказана помощь в определении конкретного типа изменений или модификаций, необходимых для конфигурации системы. Таким образом, могут быть определены новые конфигурации, направленные на максимальное повышение общей эффективности системы. Однако простота конфигурации является важным фактором, который необходимо поддерживать при разработке этих усовершенствованных конструкций, чтобы не ставить под угрозу капитальные затраты предприятия и управляемость процесса.

2.2.3 Эффективность, вытекающая из первого и второго закона термодинамики

Указанная выше эффективность является фактически первым законом эффективности, поскольку она определяется на основе первого закона термодинамики, представляющего собой просто соотношение скорости полезной энергии, получаемой (в виде электроэнергии для электростанции) от системы к скорости подачи энергии в систему. Недостатки этого типа эффективности заключаются в том, что он не учитывает качество энергии, подаваемой в систему, не обеспечивает подлинный измерительный метр для сравнения различных типов (с точки зрения качества) потребляемой энергии и не обеспечивает реального верхнего предела эффективности. Второй закон эффективности, который представляет собой отношение скорости получаемой полезной энергии (в виде электрической энергии для электростанции) к тому, в случае реверсивной эксплуатации системы, что является более подходящим, особенно при изучении альтернативных путей преобразования энергии. Он может быть определен как

$$\eta_{II} = \frac{W_{\text{действ.}}}{W_{\text{тепл.}} + W_{\text{расшир.}} + W_{\text{окисл.}} + W_{\text{дифф.}}} = \frac{W_{\text{действ.}}}{\dot{X}} \quad (2.32)$$

Пример 2.2. Вычислите эффективность первого и второго закона для процесса, генерирующего 100 МВт электроэнергии, путем преобразования 300 МДж/с тепловой энергии, доступной при постоянной температуре 500°C, в то время как температура теплоотвода остается постоянной на уровне 15°C (т.е. при условии, что и источник тепла, и поглотитель являются бесконечными резервуарами, подающими или поглощающими тепло при постоянной температуре).

Решение

Источник тепла $Q = 300$ МДж/с

Температура источника $T_{\text{источник}} = 500 \text{ C} = 773,15 \text{ K}$

Температура поглотителя $T_{\text{поглотитель}} = 15 \text{ C} = 288,15 \text{ K}$

Мощность $W_{\text{actual}} = 100$ МВт

Максимальный объем работы, которая может быть произведена в этом случае, задается идеальным тепловым двигателем, работающим между температурой источника тепла и поглотителя, заданной КПД цикла Карно, то есть, ссылаясь на Уравнение 2.32, , $W_{\text{расшир.}} = W_{\text{окисл.}} = W_{\text{дифф.}} = 0$ для данного случая: $\eta_{\text{Карно}} = 1 - T_{\text{поглотитель}} / T_{\text{источник}} = 0,6273$

Первый закон эффективности: $\eta_I W_{\text{действ.}} \dot{Q} = \frac{100}{300} = 33.33\%$

Второй закон эффективности: $\eta_{II} = \frac{W_{\text{действ.}}}{\dot{Q} \eta_{\text{Карно}}} = \eta_{I \text{ закон}} / \eta_{\text{Карно}} = 33.33\% / 0.6273 = 53.14\%$

2.3 РЕАКЦИЯ ГОРЕНИЯ И МИНИМИЗАЦИЯ СВОБОДНОЙ ЭНЕРГИИ ГИББСА

Термодинамика может применяться и при оценке состава продуктов реакции, если предположить, что она находится в термодинамическом равновесии. Реакция горения является важной реакцией в энергетической области. В большинстве видов современной энергии, содержащаяся в качестве энергии химической связи в ископаемом топливе и биомассе, используется путем сжигания. Эти источники на основе сгорания обеспечивают до 90% текущего энергоснабжения в Соединенных Штатах. Тепловая энергия, высвобождаемая в процессе горения, помимо удовлетворения бытовых энергетических потребностей, таких как тепло для приготовления пищи и нагрева воды, используется в промышленности и производстве, например, в котлах и печах. Она может быть преобразована в мощность на валу с помощью теплового двигателя, например, путем генерации пара для поворота турбины, создания механического движения как в автоматическом двигателе, тяги как в авиационных реактивных двигателях или мощности на валу как в наземной газовой турбине.

Химическая энергия, содержащаяся в ископаемом топливе и топливе из биомассы, высвобождаемая в процессе сжигания, состоит из экзотермических реакций с содержанием O_2 в воздухе. Процесс горения включает около 1000 реакций для завершения процесса окисления, образуя CO_2 и H_2O - конечные продукты горения. Однако в процессе горения в результате различных реакций образуются такие загрязнители, как CO , углеводороды, кислородные органические соединения, сажа, NO_x и SO_x . Количество этих загрязнителей невелико и ничтожно мало с точки зрения большинства расчетов эффективности, но весьма значимо с точки зрения окружающей среды. Разработаны или разрабатываются модели, основанные на кинетике реакций, для прогнозирования концентрации некоторых из этих загрязнителей. Механизм формирования включает в себя ряд элементарных реакций и множество промежуточных видов. В тех случаях, когда предположение о том, что различные реакции достигают химического равновесия, может быть оправдано, хорошее приближение при скорости реакции и наличии достаточного времени пребывания, при прогнозировании концентрации различных видов, включая концентрации загрязнителей, может применяться второй закон. Первый шаг заключается в выявлении различных химических видов (соединений, а также свободных радикалов), которые могут присутствовать в стоках двигателей внутреннего сгорания. Следующие шаги включают выполнение элементарных и энергетических балансов (применение первого закона), как это было сделано в Разделе 2.1, наряду с применением второго закона, как объясняется ниже, поскольку продуктами сгорания являются не просто CO_2 и H_2O .

Рассмотрим следующую обратную реакцию, протекающую в ДВС, как представителе всех видов в пределах ДВС:



где буквы верхнего регистра относятся к химическому виду, а буквы нижнего регистра — к числу молей вида, принимающего участие в реакции. Химическое равновесие в выхлопе ДВС достигается при одинаковой скорости прямой и обратной реакции. Реакция может перемещаться влево или вправо путем введения небольшого количества видов C и (или) D , или A и (или) B , то есть в выхлопных газах ДВС существуют обратимые условия. Критерий равновесия может быть получен следующим образом для данного обратимого процесса, происходящего при постоянном давлении и температуре, следующим образом.

Применяя первый закон:

$$dH = \delta Q_{\text{реверсивная}} - \delta W_S$$

Применяя второй закон, то есть заменив $\delta Q_{\text{реверсивная}}$ на $T dS$ в предыдущем уравнении, получаем:

$$dH = T dS - \delta W_S \quad (2.34)$$

Запишем выражения для G в дифференциальной форме для константы T ,

$$dG = dH - T dS \quad (2.35)$$

Объединив Уравнения 2.34 и 2.35, $dG = -\delta W_S$. Без рабочих взаимодействий для реакции при постоянной температуре T и давлении P ,

$$dG = 0 \quad (2.36)$$

Таким образом, состав стоков ДВС, минимизирующий свободную энергию Гиббса, будет соответствовать условиям равновесия в стоках для определенной температуры, давления и предполагаемых видов.

Свободная энергия Гиббса может рассматриваться как потенциал, который приводит к химическим реакциям точно так же, как температура управляет теплопередачей. Когда этот потенциал равен нулю, реакция прекращается и достигает равновесия.

В качестве альтернативы константы равновесия могут использоваться и для определения равновесного состава (или состава с определенным подходом к равновесию), как описано в Главе 5, где система может быть определена с ограниченным числом термодинамически независимых реакций. Такой подход обычно используется при моделировании многих реакторов, встречающихся на объектах совместного производства, описанных в Главе 10. В таких случаях этот метод использования констант равновесия может быть проще. Константы равновесия на самом деле являются функциями температуры (только в случае идеальных газов), но могут быть связаны с ней уравнениями, которые не слишком громоздки. Далее обсуждается понятие константы равновесия.

В соответствии с Уравнением 2.36 при представлении молярной свободной энергии Гиббса компонента i по g_i :

$$dG = c g_C + d g_D - a g_A - b g_B = 0 \quad (2.37)$$

Данные о свободной энергии образования Гиббса доступны при различных температурах, но при фиксированном давлении (Чейз с соавт., 1985). Для расчета свободной энергии Гиббса для каждого из компонентов при различном давлении требуется корректировка давления. Для идеального газа, изменение свободной энергии Гиббса с давлением при постоянной температуре может быть записано следующим образом: (2.38)

$$\Delta G = - \int_{V_1}^{V_2} P dV = \int_{P_1}^{P_2} V dP = RT \ln(P_2/P_1)$$

Если «Стандартное состояние свободной энергии Гиббса» для компонента i , соответствующего исходному давлению P^0 это g^0 , то свободной энергией Гиббса при давлении P_i составляет

$$g_i = g_i^0 + RT \ln(P_i/P^0) \quad (2.39)$$

Как правило, $P^0 = 1$ атм. Затем из Уравнения 2.37

$$c[g_C^0 + RT \ln(P_C)] + d[g_D^0 + RT \ln(P_D)] - a[g_A^0 + RT \ln(P_A)] - b[g_B^0 + RT \ln(P_B)] = 0 \quad (2.40)$$

где P_i - это парциальное давление компонента i . Уравнение 2.40 может быть записано в терминах «стандартного состояния изменения свободной энергии Гиббса» (функция только температуры) для реакции, как $\Delta G^0 = c g_C^0 + d g_D^0 - a g_A^0 - b g_B^0$

$$\Delta G^0 = -R_u T_0 \ln \left(\frac{P_C^c P_D^d}{P_A^a P_B^b} \right) = -RT \ln K_p$$

$K_p = (P_C^c P_D^d / P_A^a P_B^b)$, которая является функцией только температуры, известна как константа равновесия и может быть рассчитана из изменения стандартного состояния свободной энергии Гиббса для реакции. Затем она может быть использована для определения молярного состава продуктов реакции с использованием соотношения где $P_i = (M_i / \sum_i M_i) P$ - это общее давление, как описано в Главе 5. Если K_p известно при определенной температуре, то его значение может быть рассчитано при интересующей температуре эмпирически по соотношению

$$\ln K_p = \frac{C_{-1}}{T} + C_0 + C_1 T + C_2 T^2 + C_3 T^3 + \dots \quad (2.41)$$

2.4 НЕИДЕАЛЬНОЕ ПРОТЕКАНИЕ ПРОЦЕССОВ

2.4.1 Фаза газообразования

Неидеальное поведение газов проявляется тогда, когда давление является высоким по сравнению с его критическим давлением P_C , а температура является низкой по сравнению с ее критической температурой T_C . Неидеальное протекание процессов может быть зафиксировано путем введения коэффициента сжимаемости Z в уравнение идеального газа ($Z = 1$ для идеального газа):

$$PV = Z R_u T \quad (2.42)$$

Обобщенные диаграммы доступны в большинстве учебников термодинамики, коррелируя Z с пониженным давлением P/P_C и пониженной температурой T/T_C . Данные о критическом свойстве могут быть получены из приложения А публикации Полинга в соавторстве (2001). Другие уравнения состояния, учитывающие неидеальность, были разработаны для конкретных типов газа и могут быть использованы при прогнозировании Z . Эти уравнения состояния могут использоваться и для определения свойств смеси, а также для оценки их баланса пара и жидкости. Разработаны правила смешивания, основанные на молярных фракциях различных чистых компонентов, присутствовавших в смеси, их индивидуальных свойствах и параметрах бинарного взаимодействия⁸ для каждой

⁸ Бинарные взаимодействия только между двумя молекулами. Вероятность трех или более молекулярных взаимодействий довольно мала

молекулярной пары (опубликованные значения, полученные либо по экспериментальным данным, либо по молекулярному моделированию) для расчета псевдокритической температуры и давления, и других параметров, с помощью уравнения состояния. В качестве примера можно привести уравнение состояния Пенга-Робинсона (Пенг и Робинсон, 1976), которое является модификацией уравнения Ван дер Ваальса. Привлекательный член давления в уравнении Ван дер Ваальса был изменен Пенгом и Робинсоном с существенным повышением точности прогнозирования свойств. В расчет привлекательного члена давления введен безразмерный эксцентричный коэффициент, функциональная зависимость которого определяется по данным давления пара. Уравнение состояния Пенга-Робинсона не рекомендуется для высокополярных систем.

Поведение большинства потоков газа в энергетических циклах, таких как циклы Брейтона и Дизеля, может быть аппроксимировано предполагаемой идеальностью. Однако в цикле Ренкина рабочая жидкость намного ближе к условиям насыщенного пара, и поэтому необходимо учитывать неидеальное поведение. Для пара имеются корреляции для воспроизводства паровых таблиц АОИМ (Кинан с соавт., 1969). База данных REFPROP, опубликованная Национальным институтом стандартов и технологий, включает термодинамические свойства для многих жидкостей, используемых в низкотемпературных циклах Ренкина, а также при механическом охлаждении.

Неидеальность влияет на различные термодинамические свойства веществ, таких как удельная теплота, внутренняя энергия, энтальпия, энтропия и свободная энергия Гиббса. Поправка на давление может быть получена путем применения подходящего уравнения состояния с использованием «функций уклонения». Общие выражения для этих функций приведены на стр. 6.5 в публикации (Пол $\lim_{V \rightarrow \infty} Z = 1$ соавт. (2001) ; функции уклонения для энтальпии, энтропии и свободной энергии Гиббса задаются следующими Уравнениями 2.43 - 2.45:

$$\frac{h - h_{\text{идеал.}}}{RT} = \int_V^{\infty} \left[T \left(\frac{dz}{dT} \right)_V \frac{dV}{V} \right] + 1 - z \quad (2.43)$$

$$\frac{S - S_{\text{идеал.}}}{R} = \int_V^{\infty} \left[T \left(\frac{dz}{dT} \right)_V - 1 + z \right] \frac{dV}{V} \ln z \quad (2.44)$$

$$\frac{g - g_{\text{идеал.}}}{RT} = \int_V^{\infty} (1 - z) \frac{dV}{V} + \ln z + 1 - z \quad (2.45)$$

z

где $h_{\text{идеал.}}$, $s_{\text{идеал.}}$, и $g_{\text{идеал.}}$ являются идеальными свойствами. Предыдущие выражения могут быть оценены с помощью соответствующего уравнения состояния.

Энтальпия и энтропия неидеальных смесей задаются:

$$h_{\text{mix}} = \sum_i y_i h_i + \Delta h$$

$$s_{\text{mix}} = \sum_i y_i s_i + R_u \sum_i y_i \ln \frac{1}{y_i} + \Delta s$$

где y_i - это молярная доля, h_i и s_i - это энтальпия и энтропия на молярной основе каждого из чистых компонентов, образующих смесь с последним членом в каждом из предыдущих двух выражений, а Δh и Δs , учитывающие отклонение от поведения идеального раствора, исчезающего для идеальных растворов. Один из подходов к оценке Δh и Δs заключается в применении Уравнений 2.43 и 2.44 к смеси, т.е. в соответствующем уравнении состояния, применяемом к смеси.

В предыдущем разделе постоянная равновесия для идеальных газов была определена как $K_p = (P_C^c P_D^d / P_A^a P_B^b)$. Когда неидеальность не может быть проигнорирована

$$K_p = \frac{(\gamma_C \phi_C P_C)^c (\gamma_D \phi_D P_D)^d}{(\gamma_A \phi_A P_A)^a (\gamma_B \phi_B P_B)^b}$$

2.4.2 Парожидкостная фаза

Циклы типа Ренкина, особенно те, которые используются при преобразовании низкотемпературной тепловой энергии (например, отработанного тепла и геотермальной энергии) в электрическую энергию, могут использовать рабочую жидкость, которая содержит более одного компонента для повышения эффективности преобразования, как это поясняется в Главе 8. Бинарная смесь (смесь всего двух компонентов) пропана и пентана иногда используется в органических циклах Ренкина (ОЦР), в то время как в цикле Калины (Калина, 1984) используется смесь NH_3 и H_2O .

Состав паровой фазы в таких случаях неодинаков, и оба состава различаются в зависимости от температуры и давления. Часто эти две фазы могут рассматриваться будучи в равновесии, что позволяет определить состав двух фаз. Данные равновесия парожидкостной фазы также используются при проектировании и анализе операций массового переноса, о которых говорится в Главе 5. Если растворы ведут себя как идеальные растворы, то закон Рауля может быть использован для расчета состава двух фаз. Если P_i - это давление пара компонента i , то его парциальное давление в паровой фазе связано с молярной долей x_i этого компонента в жидкостной фазе при равновесии по закону Рауля как

$$P_i = P_i' x_i \quad (2.46)$$

Для учета неидеального поведения коэффициенты активности и летучести, полученные с помощью эмпирических или полуэмпирических методов, могут быть введены как

$$\phi_i P_i = \phi_i' P_i' \gamma_i x_i$$

Или с точки зрения паровой молярной фракции y_i и общего давления P

$$\phi_i \gamma_i P = \phi_i' \gamma_i P_i' x_i$$

Соотношение паровых и жидкостных молярных долей иногда называют « K -значением», которое является функцией давления, температуры и состава парожидкостных фаз:

$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{\phi_i \gamma_i P_i'}{\phi_i P} = K_i$$

Эмпирическая связь, которая обычно действительна для разбавленных растворов, — это закон Генри, который можно считать модификацией закона Рауля и дается

$$P_i = H_i x_i$$

$\mathcal{H}_i$ эмпирически определенная константа для данной системы.

Пример 2.3. В таблице 2.7 приведены экспериментальные данные, собранные при температуре 300 F (149°C) для данных о равновесии паров и жидкости для системы H₂O — CO₂ (Гилспи и Уилсон, 1982). Сравните степень влажности в паровой фазе со степенью влажности, рассчитанной по закону Рауля для каждого из давлений.

ТАБЛИЦА 2.7 Экспериментальные данные при температуре 300 F (149°C) для данных о парожидкостном равновесии для системы H₂O–CO₂

Общее давление, бар (P_{Total})	6,89	25,34	50,68	101,35	202,70
Моль % CO ₂ в жидкой фазе	0,0499	0,316	0,646	1,241	2,05
Моль % CO ₂ в паровой фазе	32,6	79,91	89,02	93,42	95,03

ТАБЛИЦА 2.8 Рассчитанные и экспериментальные данные по степени влажности в паровой фазе

Общее давление, бар	По экспериментальным данным				Рассчитано по закону Рауля	
	Моль % CO ₂ в жидкостной фазе	Моль % H ₂ O в жидкостной фазе	Моль % CO ₂ в паровой фазе	Моль % H ₂ O в паровой фазе	Моль % H ₂ O в паровой фазе	Процент ошибки
6,89	0,0499	99,9501	32,6	67,40	66,97	–0,6
25,34	0,316	99,684	79,91	20,09	18,18	–9,5
50,68	0,646	99,354	89,02	10,98	9,06	–17,5
101,35	1,241	98,759	93,42	6,58	4,50	–31,6
202,70	2,05	97,95	95,03	4,97	2,23	–55,1

Решение

Уравнение 2.46 может быть записано в виде молярной доли водяного пара следующим образом:

$$y_{H_2O} = \frac{P'_{H_2O} x_{H_2O}}{P_{Total}}$$

На основе таблиц с данными о парах (Кинан с соавт., 1969) давление насыщенных паров воды (P'_{H_2O}) при температуре 300°F (149°C) составляет 4,62 бара. Заменив $P'_{H_2O} = 4,62$ бар и $x_{H_2O} = (1 - 0,0499/100)$, что соответствует $P_{Total} = 6,89$ бар из Таблицы 2.7 в предыдущем выражение, получаем:

$$y_{H_2O} = \frac{4.62 * (1 - 0.0499/100)}{6.89} = 0.670$$

Экспериментально определяемое значение составляет $1 - 32,6/100 = 0,674$ и погрешность % составляет $(0,67 - 0,674)/0,674 \times 100 = -0,6\%$

В Таблице 2.8 приведены результаты, рассчитанные аналогичным образом для всех

точек данных. Как и ожидалось, погрешность становится больше по мере увеличения общего давления в системе, то есть система больше отклоняется от идеального поведения по мере увеличения общего давления для заданной температуры. При общем давлении 202,7 бар погрешность составляет 55%.

ЛИТЕРАТУРА

- Chase MW Jr, Davies CA, Downey JR Jr, Frurip DJ, McDonald RA, Syverud AN. JANAF ThermoChemical Tables, 3rd ed. J Phys Chem Ref Data 1985;14(1):1985.
- Gillespie, PC, Wilson, GM. Vapor-liquid and liquid-liquid equilibria: water-methane, water- carbon dioxide, water-hydrogen sulphide, water-n-pentane, water-methane-n-pentane. Research Report. Газ Processors Association Research Report; 1982. Report nr. RR-48. Tulsa, OK: Газ Processors Association.
- Kalina IA. Combined cycle system with novel bottoming cycle. ASME J Eng Газ Turbines Power 1984;106:737-742.
- Keenan JH, Keyes FG, Hill PG, Moore JG. *Steam Tables: Thermodynamic Properties of Water Including Vapor, Liquid, and Solid Phases*. New York: John Wiley & Sons, Inc.; 1969. p 24-97.
- Peng D, Robinson DB. A new two-constant equation of state. Ind Eng Chem Fundam 1976; 116(1):59-64.
- Poling BE, Prausnitz JM, O'Connell JP. *The Properties of Gases and Liquids*. 4th ed. New York: McGraw Hill; 2001.
-

3

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

3.1 ОСНОВЫ ГИДРОДИНАМИКИ

Большинство электростанций используют рабочую среду, которая представляет собой газ или жидкость, например, пар и воду в применении цикла Ренкина, а также газообразные продукты сгорания, которые обеспечивают тепловую энергию для цикла Ренкина, если электростанции работают на органическом и биотопливе. В случае работы электростанции на нефти и использующей цикл Брайтона, рабочая среда в цикле будет представлять нефть, воздух и продукты сгорания. Предприятие для комбинированного производства может включать значительно больше газообразных и жидких потоков. Поток жидкости также необходим для отвода энергии, которая бесполезно преобразуется (скажем, в электрическую или химическую энергию в случае побочного продукта) и должна выводиться в атмосферу. Такой процесс отвода тепла может состоять из циркуляции охлаждающей воды или воздуха, снова включающего поток жидкости. Таким образом, полное понимание свойств потока жидкости имеет важное значение для определения конфигурации, анализа или проектирования таких установок преобразования энергии, а также понимание необходимости учета потерь, связанных с потоком жидкости, и, возможно, поиска решений для минимизации этих потерь. Цель этой главы - введение в отдельные концепции гидромеханики, которые необходимы для анализа и проектирования установок преобразования энергии.

Решение проблем, связанных с гидродинамикой, требует знания физических свойств жидкости, таких как вязкость и плотность. Вязкость является мерой ее устойчивости к внутренней деформации или сдвигу, и сильно зависит от температуры. В жидкой среде вязкость уменьшается, то есть она проходит легче при повышении температуры, в то время как в газообразной среде вязкость увеличивается. Влияние давления на вязкость жидкости весьма незначительно, в то время как для газов оно может быть существенным, особенно когда оно близко к критической точке. Значение вязкости многих распространенных жидкостей можно найти в *Справочнике для инженеров-химиков, Перри* (Green, 2007). Для ньютоновских жидкостей сила сдвига на единицу площади пропорциональна отрицательному значению градиента локальной скорости с константой пропорциональности, представляющей вязкость. Не все жидкости соответствуют этому типу пропорциональности. Большинство жидкостей, используемых в энергетических циклах, являются ньютоновскими жидкостями, и эта глава посвящена именно потокам таких жидкостей.

Устойчивое и экологически безопасное преобразование энергии в электроэнергию и сопутствующие продукты: Принципы, Технологии и Оборудование, Первое издание. АШОК Рао.
Авторское право © 2015 John Wiley & Sons, Inc. Опубликовано в 2015г компанией John Wiley & Sons, Inc.

Плотность в нефтяной промышленности часто выражается в градусах API (Американский Нефтяной Институт) и связана с удельным весом (SG), отношение плотности

жидкости при заданной температуре к плотности воды при 15,6°C (60 °F) определяется как:

$$API = 141.5 / SG - 131.5$$

Для газов, определяемых уравнением 2.42, плотность равна:

$$\rho_G = \frac{PM_w}{Z R_u T} \quad (3.1)$$

где Z - коэффициент сжатия для учета неидеальности газа, P - давление, M_w - молекулярная масса, R_u - универсальная газовая постоянная, T - абсолютная температура.

3.1.1 Режимы потока

Существует два различных типа потока жидкости: ламинарный и турбулентный. Ламинарный поток характеризуется плавным движением в «слоях», при этом отсутствует макроскопическое перемешивание смежных слоев жидкости. С другой стороны, турбулентный поток, характеризуется перемешиванием частиц жидкости соседних слоев. Осборн Рейнольдс провел эксперименты, чтобы определить условия, которые управляют режимом потока жидкости, наблюдая за движением красителя, введенного в жидкость, и текущую через трубу. Было обнаружено, что тип потока зависит от следующей группировки безразмерных переменных, известных как число Рейнольдса (Re):

$$Re = \frac{Dvp}{\mu} = \frac{4\dot{m}}{D\mu}$$

где D - диаметр трубы, v - величина скорости потока, ρ - плотность жидкости, μ - вязкость жидкости, $\dot{m}$ - массовый расход жидкости. В случае движения по трубопроводу, поток может считаться ламинарным, когда $Re < 2100$, и турбулентным, когда $Re > 4000$, при этом между ними существует переходная область, которая довольно непредсказуема. Для инженерных целей наиболее безопасной практикой может быть допущение, что поток является турбулентным, когда $Re > 2100$. При работе с некруглым поперечным сечением потока, таким как не заполненная полностью труба, или воздуховод овального или прямоугольного сечения, гидравлический радиус R_H определяется для расчета Re (с $D = 4 R_H$) как:

$$R_H = \frac{\text{Площадь поперечного сечения потока}}{\text{Периметр смачивания}}$$

Этот метод применим к турбулентному потоку и не должен применяться там, где площадь поперечного сечения потока жидкости очень узкая, то есть ширина мала по отношению к высоте. В таких случаях,

$$R_H \approx \frac{1}{2} (\text{ширина потока})$$

R_H для различных сечений можно найти в таких справочниках, как «Стандартное руководство Маркса для инженеров-механиков» (Аваллони и соавт., 2006) и Справочник для инженеров-химиков, Перри (Грин, 2007).

3.1.2 Обобщенное уравнение Бернулли

Основное уравнение потока жидкости, которое может быть получено путем применения второго закона движения Ньютона - это обобщенное уравнение Бернулли или баланс полной механической энергии, который соотносит параметры потока скорости жидкости v , давления p и высоты⁹ z . В дифференциальной форме это может быть записано как:

$$\frac{dp}{\rho} + g dz + v dv + dW_S + dW_f = 0$$

а в британских единицах измерения как:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{g}{g_c} dz + \frac{v dv}{g_c} + dW_S + dW_f = 0 \quad (3.2)$$

где g - местное гравитационное ускорение, g_c - коэффициент преобразования по закону движения Ньютона, W_S - входная нагрузка вала в систему, а W_f - механическая потеря энергии из-за трения, оба на единицу массы жидкости. Когда скорость v не является постоянной по поперечному сечению потока, как при течении через трубу, в вышеупомянутом уравнении Бернулли требуется поправочный коэффициент α_c , где v - это теперь средняя линейная скорость:

$$\frac{dp}{\rho} + g dz$$

Для турбулентного потока, где профиль скорости почти плоский, α_c почти равен единице, тогда как в полностью развитом ламинарном потоке $\alpha_c = 0.5$.

Трение может включать в себя то, что происходит на границе раздела текучей среды и стенок трубы или канала («поверхностное трение»), или внутри жидкости из-за изменений в структуре потока, вызванных изменениями в поперечном сечении трубы или изменением в направлении, как в случае изгиба трубы, или из-за «препятствий» на пути жидкости («трение»), как в слое катализатора. Были разработаны корреляции в форме диаграмм и уравнений, которые связывают потерю на трение со свойствами жидкости, такими как плотность и вязкость жидкости, скорость жидкости, шероховатость поверхности в случае турбулентного потока через трубу, и характерная длина (например, диаметр трубы), определяющая геометрию системы.

3.2 Однофазный несжимаемый поток

Обобщение уравнения 3.2 для постоянной плотности и скорости (то есть, постоянной площади поперечного сечения потока), а также отсутствие рабочих нагрузок на вал:

$$\frac{\Delta p}{\rho} + g \Delta z + W_f = 0 \quad (3.3)$$

⁹ Влияние высоты становится важным, когда плотный флюид, такой как жидкость, перекачивается с одной высоты на другую

3.2.1 Перепад давления в трубопроводах

Для развития ламинарного потока в длинной прямой трубе одного диаметра при постоянной температуре, при котором плотность и вязкость μ не изменяются, потеря механической энергии W_f из-за трения в уравнении 3.3 на основе соотношения Хагена-Пуазейля (полученного из первых принципов) имеет вид:

$$W_f = \frac{32Lv\mu}{D^2\rho} \quad (3.4)$$

где L - длина трубы, а D - диаметр трубы.

В турбулентном потоке (который обычно используется в промышленности для снижения затрат на трубопровод) зависимость W_f от различных условий потока и свойств флюида слишком сложна, чтобы ее можно было вывести из первых принципов. В дополнение к переменным, указанным в уравнении 3.4, W_f также зависит от шероховатости трубы ε (которая имеет размеры длины труб и зависит от типа материала труб). Анализ размера и экспериментальные данные были использованы для разработки полезных корреляций. Удобнее соотнести зависимость W_f от условий потока и свойств жидкости, вводя безразмерный коэффициент трения f , известный как коэффициент трения Фаннинга:

$$dW_f = \frac{2fv^2}{D} dL \quad (3.5)$$

где f находится как функция Re и ε . Для ламинарного потока можно показать, что

$$f = \frac{16}{Re}$$

Учтите, что f не зависит от ε в ламинарном потоке, в то время как для турбулентного потока диаграммы, показывающие зависимость коэффициента трения от Re и относительной шероховатости ε/D (а также табличные значения для ε при различных материалах труб), уже приведены в справочниках, таких как «Справочник для инженеров-химиков», Перри (Грин, 2007) и «Справочник Маркса для инженеров-механиков» (Авалонни и соавт., 2006). Справочник Маркса, а также Технический документ № 410 компании Crane Co. (1988) является отличным руководством по потоку жидкостей через клапаны, трубы и фитинги, где указан коэффициент трения Дарси (или Муди) f , который в четыре раза больше коэффициента трения Фаннинга. Уравнение для f' эквивалентно уравнению 3.5:

$$dW_f = \frac{fv^2}{2D} dL \quad (3.6)$$

Эмпирическая корреляция, такая как уравнение Колебрука-Уайта, может также использоваться для определения коэффициента трения для турбулентного потока при $4000 < Re < 10^8$ и $0 < \varepsilon/D < 0.05$, но решение требует итерационную процедуру, такую как метод Ньютона-Рафсона:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left[\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{1.256}{Re\sqrt{f}} \right]$$

Уравнение 3.7 дает точное определение f и было выведено Ромео и соавт. (2002) из статистического анализа различных корреляций, найденных в литературе (их оригинальное выражение для f), и действительно для $3000 < Re < 1.5 \times 10^8$ and $0 < \varepsilon/D < 0.05$.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 * \log \left[\frac{\varepsilon/D}{3.7065} + \frac{5.0272}{Re} \log \left\{ \frac{\varepsilon/D}{3.827} - \frac{4.567}{Re} * \log \left(\left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{0.9924} + \left(\frac{5.3326}{208.815 + Re} \right)^{0.9345} \right) \right\} \right] \quad (3.7)$$

3.2.2 Перепад давления на фитингах

Значительная часть потери давления в трубопроводной системе обычно обусловлена трением в клапанах и фитингах. Фитинги могут включать изгиб, двойной изгиб, тройники, а также расширения или сужения для переходника с изменением диаметра. Важно, чтобы связанные с этим потери должным образом были учтены при проектировании и анализе энергосистем. Сопротивление в клапанах и фитингах рассчитывается с использованием эмпирических методов, и общий метод состоит в оценке трения от каждого фитинга в эквивалентном выражении для прямой трубы. Безразмерный показатель K (коэффициент сопротивления) для конкретного типа и размера фитинга определяется следующим образом:

$$W_f = K \frac{V^2}{2} \quad (3.8)$$

Значения для K или выраженные в форме $K = \text{постоянная} \times f'_T$, где f'_T - коэффициент трения, соответствующий потоку в зоне полной турбулентности, доступны в Техническом документе № 410 компании Crane Co. (1988), включая значения f'_T для стальных труб промышленного производства различных диаметров.

Сравнивая уравнение 3.8 с интегрированной формой уравнения 3.5 или уравнения 3.6, когда другие переменные, фигурирующие в уравнении 3.5 или уравнении 3.6, являются постоянными, можно увидеть, что

$$K = 4f_T \frac{L_e}{D} = f'_T \frac{L_e}{D} \quad (3.9)$$

с заменой f на f'_T или f_T и заменой L на L_e , эквивалентную длину прямой трубы. Когда $K = \text{постоянная} \times f'_T$, можно ожидать, что отношение L_e/D , эквивалентная длина прямой трубы в диаметрах трубы, также будут постоянными; для многих клапанов и фитингов создана таблица значений, ее можно найти в «Справочнике для инженеров-химиков», Перри (Грин, 2007) и «Справочнике Маркса для инженеров-механиков» (Аваллони и соавт., 2006). Для данного типа фитинга и диаметра D эквивалентная длина L_e может быть рассчитана на основе табличных данных, добавленных к прямой длине трубы (при одинаковом диаметре), а затем коэффициент трения f или f' определяется так, как если бы общая эквивалентная длина определялась для прямой трубы с расчетом потери на трение, используя интегрированную форму уравнения 3.5 или уравнения 3.7. Однако для большей точности

используйте f_T или f'_T ,
что предпочтительнее для фитингов.

3.3 Однофазный сжимаемый поток

Комбинируя уравнения 3.2 и 3.5 с заменой v на m/ρ , где m - массовая скорость (массовый расход, поделенный на площадь поперечного сечения потока), получаем:

$$\frac{dp}{\rho} + g dz + \frac{\bar{m}^2}{2ac} d\left(\frac{1}{\rho^2}\right) + 2 \frac{\bar{m}^2 f}{\rho^2 D} dL = 0 \quad (3.10)$$

Сжатый поток газа будет в изотермических условиях, который следует из уравнения 3.1. Интеграция уравнения 3.10 для потока через трубу с постоянным поперечным сечением от точки 1 до 2 (без работы вала, с пропуском значения dz , так как влияние высоты для газов незначительно, а их плотность довольно низкая) дает следующее выражение для расчета перепада давления:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{G^2 Z_{cp}}{M} \left[\frac{4fl}{D} + \frac{2}{ac} \ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right) \right] \quad (3.11)$$

где коэффициент сжатия Z_{cp} может быть аппроксимирован средним арифметическим $(Z_1 + Z_2)/2$. Обратите внимание, что f является функцией $Re = (4m/D\mu)$, которая остается неизменной для постоянных m и D .

Уравнения доступны для случая адиабатического потока через трубу (Лаппл, 1943), но для длинных труб применениях можно предположить, что поток изотермический, и применить уравнение 3.11.

3.3.1 Перепад давления в трубопроводах и на фитингах

Уравнение 3.8 может использоваться после учета изменения скорости, вызванного перепадом давления, когда газ проходит через систему трубопроводов, а давление падает из-за расширения или сокращения в местах изменения диаметра трубы, - исследовано такими учеными как Маржанович, Джорджевич (1994), Бенедикт и соавт. (1966).

3.3.2 Задресселированный поток

Когда сжимаемая жидкость адиабатически сбрасывается в резервуар, ее скорость достигает максимального значения, при этом давление в резервуаре уменьшается. Любое дальнейшее снижение давления ниже этого критического значения не влияет на скорость потока. Причина этого явления заключается в том, что предел достигается тогда, когда скорость восходящего потока становится равной скорости звука, т.е. скорости, с которой возмущения распространяются через текучую среду, и, таким образом, поток при снижении давления в резервуаре ниже критического не поступает вверх, как говорят «поток задыхается». Можно представить максимальную скорость для идеального газа следующей формулой:

$$v_{\text{звук}} = \sqrt{\frac{C_p P}{C_v \rho}} \quad (3.12)$$

где V_{sonic} , P и ρ - величины (звуковой) скорости, давления и плотности газа в восходящем направлении, а C_p и C_v - удельная теплота газа при постоянном давлении и объеме.

Ограничения потока в газовых системах, таких как отверстия и регулирующие клапаны, могут также привести к торможению потока, если перепад давления на них достаточно велик, так что звуковая скорость будет преобладать на пути потока. «Ограничительные отверстия» используют это явление в свою пользу для подачи фиксированного потока газа в тех случаях, когда давление на выходе уменьшается (или увеличивается, то на ограниченную величину, а звуковые условия все еще преобладают на пути потока) с течением времени.

3.4 Двухфазный поток жидкости

Двухфазный поток с фазой в виде пара и жидкости может встречаться в циклах Ренкина, когда рабочая жидкость меняет фазу с жидкости на пар. Обратите внимание, если не используется однопроводная система, поток жидкости, поступающий в испаритель цикла Ренкина, не испаряется полностью. Парообразная фаза отделяется от жидкой фазы и эта жидкая фаза возвращается в испаритель (вместе с дополнительной жидкостью, равной по массе чистому пару, покидающему испаритель). Однако в целом следует избегать двухфазного потока, за исключением случаев, когда это абсолютно необходимо (в испарителе, чтобы избежать осаждения растворенных твердых веществ, которые могут присутствовать в испаряемой жидкости), часто целесообразно разделить две фазы как можно быстрее и использовать отдельные трубы для каждой фазы. Падение давления для двухфазного потока зависит от режима потока; существуют различные режимы, как описано далее, они широко классифицируются относительно непрерывности двух протекающих фаз. Режим потока может варьироваться в зависимости от ряда системных переменных, а также от того, является ли труба горизонтальной, вертикальной или наклонной. Кроме того, режим потока может изменяться при изменении рабочих условий, определенные режимы потока могут привести к структурной нагрузке на трубопроводную сеть, и этого следует избегать.

3.4.1 Режимы газожидкостных потоков

Ориентирование трубы, относительные объемные скорости потока газа и жидкости в значительной степени определяют режим потока. Другие факторы включают плотность жидкости, вязкость и поверхностное натяжение. Ниже описаны различные режимы потока, встречающиеся в горизонтальном потоке трубопровода:

- Пузырьковый режим потока. Этот тип потока возникает, когда объемная скорость потока жидкости является относительно высокой по сравнению со скоростью потока газа, жидкость занимает большую часть поперечного сечения трубы, в то время как газ течет в виде маленьких пузырьков. Скорость газа и жидкости одинаковы. Пузырьки обычно распределяются по всему поперечному сечению трубы, но из-за плавучести они имеют тенденцию быть более сконцентрированными в верхней части трубы. Особый случай этого типа потока называется пенным, когда пузырьки преобладают и распределяются по всему объему.
- Пробковый режим потока. Этот тип потока возникает тогда, когда скорость объема потока жидкости относительно ниже по сравнению со скоростью потока газа, чем в пузырьковом потоке. Пузырьки сливаются, в результате чего чередующиеся пробки газа и жидкости перемещаются вдоль верхнего поперечного сечения трубы, в то время как нижнее поперечное сечение имеет непрерывную фазу течения жидкости.

- Режим расслоения потока. Когда объемный расход жидкости последовательно уменьшается по сравнению с расходом газа, пробки разделяются и газ течет вдоль верхнего поперечного сечения трубы, в то время как жидкость течет вдоль нижнего участка и при этом поверхность раздела между двумя фазами остается относительно гладкой. Трение, обусловленное каждой фазой, остается относительно постоянным по всей длине трубы.
- Волновой режим потока. Когда скорость потока газа увеличивается в потоке расслоения, волны образуются на поверхности жидкости из-за трения между двумя фазами, а амплитуда волны увеличивается вместе со скоростью потока газа.
- Снарядный режим потока. Если скорость потока жидкости увеличивается, это приводит к тому, что гребни волны касаются верхней части трубы и образуют пенные пробки, это приводит к изолированному прерывистому потоку. Скорость жидких пробок и чередующиеся большие пузырьки газа будут больше, чем средняя скорость жидкой фазы, большие пузырьки газа в конечном итоге занимают почти все поперечное сечение трубы. Поток аналогичен пробковому, описанному ранее, и различие между этими двумя типами потока довольно условное.
- Кольцевой режим потока. При более высоких скоростях газ заставляет жидкость течь в виде кольцевой пленки различной толщины вдоль стенки трубы с газом, проходящим через ее центральную часть. Есть существенная разница в скорости двух фаз, и газ может содержать захваченные капли жидкости, отделенные от жидкой фазы.
- Эмульсионный или распыленный режим потока. При более высокой скорости газа количество захваченной жидкой фазы увеличивается, а жидкое кольцо уменьшается.

Различные режимы потока, сформированные в вертикальном потоке трубы, представляют собой пузырьковый поток, пробковый поток, пенный или эмульсионный поток, кольцевой поток и распыленный, - в зависимости от скорости каждой из двух фаз. Снарядный режим потока может переходить в пенный или эмульсионный, когда скорость потока жидкости уменьшается или скорость потока газа увеличивается, при этом граница между газом и жидкостью становится более турбулентной. Малые пузырьки газа смешиваются с жидкостью, образуя турбулентную неупорядоченную форму коротких жидких пробок, разделенных крупными пузырьками газа.

В наклонных трубах, которые могут быть использованы для дренажа жидкой фазы в сосуд для разделения двух фаз («каплеотбойник»), небольшое отклонение в наклоне может существенно повлиять на скорость каждого режима потока, описанного для горизонтальных труб. Поскольку ориентация трубы отклоняется более, чем на 20° от горизонтального, возникновение режимов потока больше похоже и на те, которые свойственны вертикальной трубе.

3.4.2 Перепад давления в трубопроводах и на фитингах

Метод Беггса и Бриля для расчета перепада давления в трубе состоит в том, чтобы сначала установить режим потока (сегрегированный, прерывистый или распределенный) путем применения их критериев, а затем рассчитать падение давления с использованием корреляций, характерных для каждого из этих режимов потока (Беггс и Брилл, 1973). При перепаде давления в фитингах можно использовать методику расчета, описанную Чишолм (Коллиер, 1972).

3.4.3 Туманоулавливание

Отделение жидкости от потоков пара является одной из наиболее распространенных операций на технологических установках (выполняемых с помощью каплеотбойников) и часто встречающихся на электростанциях, особенно тех, которые используют цикл Ренкина.

Каплеотбойники представляют собой вертикально или горизонтально ориентированные сосуды, их выбор зависит от таких факторов как относительная экономия и требования к площади участка. Эти устройства могут быть выполнены и в комбинации с туманоуловителем (таким как щиток из проволоочной сетки), чтобы гарантировать отделение жидкости от пара. Разделение в таком оборудовании выполняется в три этапа: (1) первичное разделение с использованием впускного распределителя для удаления более крупных капель, переносимых парами на отводящий элемент, которые падают под действием силы тяжести; (2) вторичное разделение, которое производится в разделительном секторе сосуда для мелких капель, падающих под действием силы тяжести; и (3) окончательное разделение, при котором туман удаляется путем слипания самых малых капель в более крупные, которые также падают под действием силы тяжести. Допустимая скорость пара v_V должна быть достаточно низкой, чтобы происходило вторичное разделение, то есть скорость пара должна быть меньше конечной скорости перемещения капель v_T , которая определяется с помощью уравнивания разности гравитационной силы и силы плавучести по отношению к силе сопротивления, действующей на каплю:

$$v_T = \sqrt{\frac{4gD_P(\rho_l - \rho_v)}{3C_D\rho_v}} \quad (3.13)$$

где D_P - диаметр капли, ρ_l и ρ_v - плотность жидкости и пара, а C_D - коэффициент сопротивления, который можно определить путем корреляции, разработанной для жестких сфер (*технический справочник Ассоциации производителей оборудования по переработке газа –GPSA, 2013*). C_D является функцией диаметра капли и поэтому должна быть определена самая маленькая капля, отделенная от паровой фазы.

При применении туманоуловителя используется эмпирическая форма уравнения

$$v_V = K \sqrt{\frac{(\rho_l - \rho_v)}{\rho_v}} \quad (3.14)$$

где K - получен из прошлого опыта эмпирически. Табличные значения K доступны в *техническом справочнике Ассоциации производителей оборудования по переработке газа (GPSA, 2013)* для сосудов, ориентированных как вертикально, так и горизонтально. Также рекомендуются корректировки K для некоторых жидкостно-паровых систем, а также определенных видов операций. Скорость v_V в вертикальном сосуде основана на горизонтальной площади поперечного сечения, тогда как скорость в горизонтальном сосуде основана на вертикальной площади поперечного сечения выше самого высокого уровня жидкости (например, который вызывает сигнал тревоги). Таким образом, можно рассчитать диаметр сосуда.

После расчета диаметра, определяется длина швов (где головки^{2 10}приварены к

² Головка может быть эллипсоидной, полусферической или выпуклой 2:1. Обычно, эллипсоидные головки используются, когда диаметр сосуда составляет менее 4,5 м, а давление превышает 7 бар; полусферические головки используются при диаметре сосуда более 4,5 м, а давление превышает 7 бар; выпуклые головки с

цилиндрической части сосуда), известная как длина тангенс-тангенс сосуда, в обрабатывающей промышленности определяется для каплеотбойников на основе времени резкого притока и времени удержания. Время резкого притока - это время, в течение которого сосуд может вмещать входящий поток жидкости при перекрытом выходном потоке, и используется для определения расстояния между нормальным уровнем жидкости (НормУЖ) и высоким уровнем жидкости (ВысУЖ) для подачи аварийного сигнала. Время резкого притока обеспечивает буфер между изменениями входящего и исходящего потока, а также предотвращает внезапную остановку вышерасположенного оборудования, когда требуется снижение расхода с его помощью. Время удержания, с другой стороны, представляет собой продолжительность времени, в течение которого сосуд может подавать жидкость к оборудованию, находящемуся ниже по потоку, в то время как входящий поток сосуда перекрывается и используется для определения расстояния между НормУЖ и низким уровнем жидкости (НизУЖ). Время задержки зависит от таких факторов, как стабильность входящего потока и чувствительность оборудования ниже по потоку к изменениям скорости потока. Повышение уровня жидкости до уровня высокий-высокий (ВВУЖ), который выше ВысУЖ приведет к перекрытию входного потока, а расстояние между ВысУЖ и ВВУЖ основано на предоставлении достаточного времени для вмешательства оператора. Снижение уровня жидкости до уровня низкий-низкий (ННУЖ) приведет к перекрытию выходного потока, и расстояние между НизУЖ и ННУЖ снова будет основано на предоставлении достаточного времени для вмешательства оператора. Размеры сосуда должны включать расстояние между ВысУЖ и ВВУЖ, а также между НизУЖ и ННУЖ. Сам ННУЖ поддерживается на определенной высоте от дна, чтобы предотвратить попадание пара в нижний выпуск, причем это расстояние зависит от времени, которое требуется с момента запуска команды закрытия клапана, и времени, когда клапан будет полностью закрыт. Стабилизатор потока может состоять из радиальных лопастей или перегородок вокруг выхода жидкости, чтобы уменьшить угловую скорость на выходе, часто устанавливается над нижним сливом во избежание переноса пара жидкостью, если не используется слив сифонного типа. В дополнение к высоте, требуемой для выброса и удержания, вертикальная высота сосуда должна учитывать наличие туманоуловителя, если он имеется, в то время как обычное соотношение (длина шов-шов к диаметру) может варьироваться от 1,5 до 6 в зависимости от расчетного давления (это соотношение увеличивается при повышении давления) и выбирается на основе расхода, в то время как пропорции для горизонтальных сосудов обычно варьируются от 2,5 до 6.

Паровые барабаны обычно представляют собой горизонтальные сосуды, но встречаются и встроенные вертикальные сосуды. В горизонтальных паровых барабанах меньшего размера объем наполнения зависит от силы тяжести для разделения, внутренние циклоны установлены для первичного разделения двух фаз. Центробежная сила, создаваемая внутри циклона круговым движением смеси текучей среды, проталкивает более тяжелые капли воды дальше от пара к стенкам. Сепараторы лопастного типа и/или соединенных пластин внутри сосуда обеспечивают окончательное разделение путем слипания мелких капель.

В вертикальных паровых барабанах (часто называемых «пароотделителем») пароводяная смесь поступает в барабан из испарителя тангенциально, создавая центробежную силу, которая вызывает первичное разделение двух фаз, и, следовательно, внутренние циклоны не требуются, как в горизонтальных барабанах. Сепаратор лопастного типа, расположенный в верхней части барабана, может обеспечить окончательное

разделение. Эти типы сепараторов предназначены для парогенераторов с рекуперацией тепла (ТУПГ - теплоутилизационный парогенератор) для быстрого запуска, в дополнение к прерывистым возобновляемым источникам энергии, таким как ветровые и солнечные, которые обсуждены в главе 12. ТУПГ используются для регенерации тепла из выхлопа газовых турбин и иногда с поршневым двигателем внутреннего сгорания, подобные электростанции должны подключаться к сети, поскольку выходная мощность этих прерывистых возобновляемых источников энергии снижается. Вертикальные барабаны имеют меньший диаметр для сокращения нагрузки на круговое напряжение, что позволяет им иметь более тонкие стенки и сниженное тепловое напряжение, возникающее в процессе запуска. Можно также установить несколько блоков, сохраняя при этом небольшие диаметры.

Пример 3.1. Горизонтальный каплеотбойник был разработан без устройства туманоуловителя, чтобы отделить капли жидкости диаметром $D_p > 150 \mu\text{m}$ из потока со скоростью потока пара m_V 20 кг/с. Учитывая, что коэффициент сопротивления CD на сфере диаметром $150 \mu\text{m}$ равен 1.4, это соответствует рабочим условиям внутри сосуда, плотности жидкости $\rho_L = 500 \text{ кг/м}^3$ и плотности пара m_V of 20 кг/с; определите, находится ли сосуд с внутренним диаметром $D=1,2 \text{ м}$ и длиной $L=\text{тангенс-тангенс (T/T)} 4,6 \text{ м}$ - достаточной для отделения этих капель, если уровень жидкости в сосуде поддерживается на $\frac{1}{2}$ общего объема сосуда.

Решение

С помощью уравнения 3.13 получаем конечную скорость капель

$$v_r = \sqrt{\frac{4 * 9.18 * 150 * 10^{-6} (500 - 33)}{3 * 1.4 * 33}} = 0.14 \text{ м/с}$$

Предполагая, что время, необходимое для падения капли с верхней части сосуда на поверхность жидкости в сосуде (расстояние $D/2$) = время, необходимое для потока пара от входа к выходу сосуда (расстояние L), имеем

$$\frac{D/2}{v_r} = \frac{L((\pi/4)D^2)/2}{m_V/\rho_V}$$

Заданное значение $D = 1.2 \text{ м}$, минимальная длина T/T сосуда составляет $L = \frac{4m_V/\rho_V}{\pi v_r D} = \frac{4*20/33}{\pi*0.14*1.2} = 4.57 \text{ м}$ что меньше, чем заданное значение 4.6 м .

Таким образом, размер сосуда является достаточным, если предположить, что уровень жидкости, поддерживаемый на высоте $\frac{1}{2}$ диаметра, также является соответствующим с точки зрения контрольно-измерительной аппаратуры и контроля, и соответствует требованиям нагнетания и удерживания.

3.5 Системы отделения жидкости от твердых частиц

3.5.1 Режим потока

Когда жидкость проходит через пористый слой твердых частиц с низкими скоростями,

эти твердые частицы могут оставаться неподвижными, но при увеличении скорости частицы больше не остаются в контакте друг с другом, начинают разжижаться из-за воздействия на них скорости потока. Когда твердые частицы неподвижны, слой называется «фиксированным слоем», а в условиях разжижения слой называется «псевдооживленным слоем», скорость жидкости, при которой начинается псевдооживление, называется «критической скоростью». Жидкость подвергается воздействию перепада давления при ее прохождении через слой и взаимосвязь между приведенной скоростью жидкости (скорость, рассчитанная с учетом всей площади поперечного сечения слоя) и падением давления жидкости в слое показывает различные режимы потока, приведенные на рисунке 3.1. При периодическом псевдооживлении частицы движутся энергично, завихряясь и перемещаясь в случайных направлениях, а слой напоминает кипящую жидкость и, следовательно, иногда называемый «кипящим слоем».



Рисунок 3.1 Перепад давления и режимы потока в жидкости с твердыми частицами

Однако, частицы не уносятся жидкостью, так как скорость жидкости между частицами намного больше, чем скорость в пространстве над псевдооживленным слоем, что приводит к выпадению практически всех частиц из жидкости. При дальнейшем увеличении скорости жидкости, когда происходит «непрерывное псевдооживление», частицы уносятся жидкостью, объем и размер частиц зависит от скорости жидкости и плотности частиц. Когда весь материал слоя уносится жидкостью, тогда такой слой называют «схваченным слоем».

Обычно поток газа или жидкости проходит через слой твердых частиц в «энергетических установках» (в этой книге, установки, в которых основным продуктом является энергия, такая как электрическая или тепловая, будут называться энергетическими установками). Например, при водоочистке, чтобы сделать ее пригодной для генерации пара, воду пропускают через слой твердых ионообменных веществ. Скажем, к примеру, башенный охладитель для отвода тепла от электростанции, где твердый «упаковочный» материал используется для усиления теплообмена между окружающим воздухом и охлаждающей водой. Это примеры операции с неподвижным слоем, и часто встречаются как периодическое псевдооживление, так и непрерывное псевдооживление. Например, оба типа этих операций псевдооживления используются при сжигании и газификации угля и биомассы, о чем более подробно говорится в главах 8 и 9. Пневматический перенос твердых частиц газовой средой, который является примером непрерывного псевдооживления, также часто встречается на энергетических установках.

3.5.2 Перепады давления

Перепады давления Δp в статическом слое в дополнение к зависимости от поверхностной скорости жидкости v_s , как видно на рисунке 3.1, также зависят от высоты слоя L ; пористости слоя ε , представляющей отношение объема пустот к общему объему слоя; плотности ρ_F и вязкости μ_F жидкости; среднего гидравлического радиуса R_H каналов, образованных между твердыми частицами. Перепад давления фактически контролируется скоростью жидкости между этими каналами ($v = v_s/\varepsilon$) и может быть коррелирован коэффициентом трения $f_{\text{плот.слой}}$, который в свою очередь, может быть коррелирован числом Рейнольдса Re как:

$$\frac{\Delta p R_H}{L \rho_F \bar{v}^2} = f_{\text{плот.слой}} = \phi(Re) = \phi\left(\frac{\bar{v} R_H \rho_F}{\mu_F}\right) \quad (3.15)$$

Для твердых частиц N в слое, гидравлический радиус может быть аппроксимирован отношением общего объема пустот $[(NV_p\varepsilon/(1-\varepsilon))]$ в слое и общей площади поверхности (N_{SP}) твердых частиц, где V_p и S_p - средний объем частиц и площадь поверхности. Кроме того, используя поверхностную скорость (v_s) жидкости, уравнение 3.15 можно записать в виде:

$$\frac{\Delta p \varepsilon^3 V_p}{L \rho_F \bar{v}_s^2 (1-\varepsilon) S_p} = f_{\text{плот.слой}} = \phi(Re) = \phi\left[\frac{\bar{v}_s V_p \rho_F}{\mu_F (1-\varepsilon) S_p}\right] \quad (3.16)$$

Уравнение 3.16 является формой уравнением Казени-Кармана. Хотя эти два автора никогда не публиковались вместе, Казени (1927) был первым, кто предложил такое уравнение, а позже это уравнение было модифицировано Карманом (1937, 1956). Графики числа Рейнольдса в зависимости от коэффициента трения можно найти у МакКаб и Смит (1956) для гранулированных и полых частиц. При низком числе Рейнольдса соотношение $f_{\text{плот.слой}} = 5/Re$ можно вставить в уравнение 3.16, чтобы облегчить вычисление на компьютере. С введенным коэффициентом формы λ_P получаем наиболее популярную форму уравнения Кожени-Кармана:

$$\frac{\Delta p}{L} = 150 \frac{(1-\varepsilon)^2 \lambda_P^2 \mu_F \bar{v}_s}{\varepsilon^3 D_p^2} \quad (3.17)$$

Коэффициент формы λ_P учитывает несферичность частиц и определяется как отношение площади поверхности частицы к сфере эквивалентного объема $\frac{(1/6 \pi)^{2/3}}{\pi} S_p / V_p^{2/3} = 0.2068 S_p / V_p^{2/3}$ и представляет единство для сфер и больше 1 для частиц неправильной формы. Табличные значения коэффициента формы доступны в McCabe и Смит (1956).

Уравнение Эргуна (1952) для слоя с твердыми частицами диаметром D_p , которое также подходит для компьютерных вычислений с большими значениями числа Рейнольдса, приводится как уравнение 3.18. Оно может рассматриваться как расширение уравнения 3.17 с применением более высокого числа Рейнольдса; первый член в правой части задается уравнением 3.17:

$$\frac{\Delta p}{L} = 150 \frac{(1-\varepsilon)^2 \lambda_P^2 \mu_F \bar{v}_s}{\varepsilon^3 D_p^2} + 1.75 \frac{(1-\varepsilon) \lambda_P \rho_F \bar{v}_s^2}{\varepsilon^3 D_p} \quad (3.18)$$

Для псевдооживленного слоя, Лева и соавт., коррелировал модифицированный коэффициент трения числом Рейнольдса, используя коэффициент формы частиц λ_P , графики представлены у McCabe, Julian Smith (1956) для следующего соотношения:

$$\frac{\Delta p \varepsilon^3 D_P}{2L \rho_F \bar{v}_S^2 (1 - \varepsilon)^2 \lambda_P^2} = f_{\text{жидк.слой}} = \phi(Re) = \phi\left(\frac{\bar{v} D_P \rho_F}{\mu}\right) \quad (3.19)$$

Минимальная скорость псевдооживления может быть рассчитана путем приравнивания восходящей силы, действующей на слой, пока он еще статичен, то есть в начале псевдооживления ($\Delta p \times$ площадь поперечного сечения слоя), определяемая уравнением 3.18, к чистой нисходящей силе (весу твердых частиц - плавучесть твердых частиц в жидкости), приводящей к следующему выражению, где ρ_P - плотность твердых частиц и g ускорение под действием силы тяжести:

$$(\rho_P - \rho_F)g = 150 \frac{(1 - \varepsilon)^2 \lambda_P^2 \mu \bar{v}_S}{\varepsilon^3 D_P^2} + 1.75 \frac{(1 - \varepsilon) \lambda_P \rho_F \bar{v}_S^2}{\varepsilon^3 D_P}$$

3.5.3 Пневмотранспорт

Этот тип транспортировки широко используется для переноса сухих сыпучих твердых материалов в порошкообразной, гранулированной форме или в форме палеток; он имеет преимущество перед другими средствами транспортировки благодаря меньшему количеству движущихся частей, компактной упаковке, и может иметь несколько входов и выходов для твердых частиц, полностью замкнут; транспортировка может сопровождаться нагреванием, охлаждением, сушкой или смешиванием. Характеристика транспортировки для вертикального потока заметно отличается от горизонтального потока. Кроме того, существует два основных типа пневматической транспортировки: разбавленная фаза и плотная фаза. При вертикальной транспортировке в разбавленной фазе, отношение твердых частиц и газа низкое, частицы переносятся в виде однородной суспензии, тогда как при вертикальной транспортировке в плотной фазе, отношение твердых веществ и газа выше, более тяжелые или более крупные частицы могут переноситься партиями, а более легкие или более мелкие частицы могут течь беспрепятственно. Режимы потока для горизонтальной пневматической транспортировки являются более сложными, поскольку они зависят от характеристик деаэрации транспортируемых твердых частиц. Вогт и Уайт (1948) разработали корреляцию для оценки перепада давления на трение в вертикальных и горизонтальных пневматических системах транспортировки, включающих относительный перепад давления, определяемый как отношение перепада давления в потоке с твердыми частицами к перепаду давления для однородного потока (т.е. без твердых частиц), через ту же трубу и с той же скоростью. МакКейб и Смит (1956) описывают методологию оценки перепада давления при увеличении энергии, необходимой для подъема и перемещения твердых частиц, с учетом скорости скольжения между этими твердыми частицами и газом.

3.6 Скорость потока в трубопроводах

Скорость потока жидкости не должна превышать определенные пределы во избежание появления шума/вибрации и износа труб и фитингов. Ниже приведены некоторые рекомендации:

- Жидкости: максимум 15 футов/с (4,6 м/с), если перепад давления не ограничен; минимум 3 фута/с (0,9 м/с) во избежание возможного скопления твердых или жидких частиц в нижней части трубы. Однако, на стороне всасывания насоса скорость должна быть ограничена до 8 футов/с (2,4 м/с) при переохлаждении, и до 4 футов/с (1,2 м/с) для точки кипения (точка кипения жидкой смеси - это точка, в которой жидкость только начинает испаряться), чтобы уменьшить потери на линии всасывания и следовательно, доступную чисто положительную высоту всасывания, о которой речь идет в следующем разделе.
- Газы или пары: максимум 150 футов/с (46 м/с) для однофазной сети, но не более 60 футов/с (18 м/с), когда речь идет о заводском шуме; минимум 15 футов/с (4,6 м/с), чтобы избежать скопления жидкости в днище труб.
- Магистральный газопровод: скорость определяется исходя из экономических принципов (на основе оптимального соотношения между перепадом давления, который диктует объем энергии, необходимый для перемещения жидкости, и соответствующим оборудованием и размером трубы, которая влияет на ее стоимость).
- Двухфазный поток: максимальная скорость эрозии определяется как $v_e = C/\sqrt{\rho_m}$, где v_e - скорость эрозии, ρ_m - плотность газожидкостной смеси в рабочих условиях, а C - постоянная = 100 в имперских единицах¹¹ (v_e в футах в секунду и ρ_m в фунтах на кубический фут) для непрерывной работы с периодическим контролем замера толщины стенки трубы, $C=125$ в имперских единицах для непостоянной эксплуатации и $C=150-200$ в имперских единицах для жидкости без твердых частиц в некоррозионной среде, или контролируется добавками или применением коррозионно-стойких сплавов.

3.7 Турбомашины и компрессоры

3.7.1 Насосы

Насосы используются для транспортировки жидкости через системы трубопроводов, с помощью механической энергии для преодоления сил трения, увеличения высоты и соблюдения требований к давлению на выпускном конце трубопроводной системы. Иногда термин «насос» используется в устройствах для повышения давления газа, таких как «воздушный насос» и «вакуумный насос». Существуют различные типы насосов, которые можно классифицировать как насосы прямого вытеснения или кинетические. Как поршневые, так и ротационные насосы относятся к категории поршневых насосов прямого вытеснения, а кинетические насосы можно разделить на центробежные, осевые или периферийные. Эти категории могут быть дополнительно разделены на различные подкатегории. В центробежных насосах на жидкость, главным образом, действует центробежная сила, тогда как в осевых насосах влияние осуществляется за счет аэродинамического подъема или движения лопастей крыльчатки. Насос с радиальным потоком является примером центробежного насоса, из которого жидкость выходит радиально, то есть перпендикулярно валу насоса. Насос с осевым потоком состоит из крыльчатки в форме пропеллера, установленного внутри трубы и обеспечивающего аэродинамический подъем жидкости, входящей и выходящей почти в осевом направлении.

¹¹ Соответствующее значение C в единицах СИ = 7,62 (V_e метр в секунду и ρ_m килограмм на куб. метр).

В насосах смешанного потока работа выполняется частично за счет центробежной силы и частично за счет аэродинамического подъемного действия лопасти. Основные типы чаще всего встречаются на энергетических установках и описаны ниже.

3.7.1.1 Центробежные насосы. Жидкость поступает в насос рядом с центром вращающейся крыльчатки, находящегося внутри кожуха, и выталкивается наружу благодаря центробежному действию лопастей. Кинетическая энергия жидкости увеличивается от центра крыльчатки к его концам, и, когда жидкость проходит через лопасти, кинетическая энергия преобразуется в давление жидкости. Такое преобразование происходит внутри диффузора, который может быть выполнен в форме спирального кожуха, чтобы постепенно увеличивать площадь поперечного сечения потока и, таким образом, постепенно уменьшает скорость жидкости, и в этом случае он называется конструкцией спирального кожуха (см. Рис. 3.2). Спиральный кожух также предназначен для поддержания постоянной скорости жидкости вокруг крыльчатки в точке максимальной эффективности. Отличие альтернативного дизайна диффузора может состоять в том, что он окружает крыльчатку несколькими лопастями, обеспечивающими сброс в круглый корпус. В многоступенчатых центробежных насосах на вал монтируется ряд крыльчаток, и жидкость, покидая первую крыльчатку, поступает во вторую и так далее через внутренние каналы кожуха. Таким образом, жидкость может нагнетаться до гораздо более высокого давления без ущерба производительности. Такой насос используется насосами питательной воды котла (ПВК) в паровом цикле Ренкина высокого давления.

Существует три типа крыльчаток: открытый, полуоткрытый и закрытый (полностью закрытый, т.е. с боковыми стенками с обеих сторон). Открытая крыльчатка имеет лопасти, прикрепленные к центральной ступице, и не имеет боковых стенок, а также легче, чем крыльчатки других типов заданного диаметра, что приводит к меньшему усилию, приложенному на вал, и, следовательно, к уменьшению диаметра и стоимости вала. Недостатком открытой крыльчатки является то, что она должна быть аккуратно размещена внутри кожуха, при этом зазор между крыльчаткой и кожухом сводится к минимуму, чтобы минимизировать потерю эффективности насоса. Минимизация зазора, однако, приводит к высоким скоростям жидкости и образованию вихрей около кожуха, что может вызвать чрезмерный износ, особенно если жидкость содержит абразивы. Как правило, открытые рабочие крыльчатки имеют более низкую эффективность из-за наличия утечки в зазорах спереди и сзади крыльчатки, но больше подходит для вязких жидкостей или жидкостей, содержащих взвешенные твердые частицы. Трение в крыльчатке с бандажом, вызванное вращением бандаж рядом с кожухом, приводит к некоторой потере эффективности насоса. Износные кольца в сочетании с уравнительными отверстиями крыльчатки могут использоваться для предотвращения утечки между кожухом и бандажом путем минимизации текучей среды на пути обратно в сторону всасывания, но слишком узкий зазор между вращающимися и неподвижными износными кольцами может быстро изнашиваться, особенно, если жидкость содержит абразивы. Полуоткрытая крыльчатка, состоящая только из одного кожуха на задней части крыльчатки, является компромиссным решением между открытой и закрытой крыльчаткой. Крыльчатки бывают одностороннего всасывания, когда жидкость поступает только с одной стороны, или двойного всасывания, когда жидкость поступает с обеих сторон.

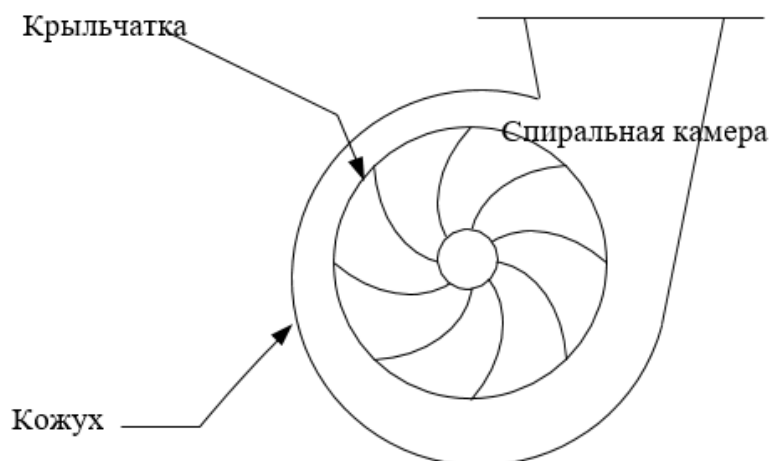


Рисунок 3.2 Центробежный насос со спиральным кожухом

3.7.1.2 Осевые насосы. Эти насосы состоят из осевой крыльчатки для перемещения жидкости в осевом направлении, а не в радиальном. Они особенно подходят там, где требуется сравнительно высокая скорость нагнетания потока при сравнительно низких увеличениях давления, но некоторые конструкции могут также работать эффективно при низких скоростях потока и повышенном давлении за счет изменения шага на лопастях крыльчатки (т.е. изменение угла жидкости относительно хорды лопатки). На электростанциях осевые насосы обычно используются для системы подачи охлаждающей воды и перекачки ливневых вод. Очистные сооружения сточных вод также используют такие насосы, и считаются надежными во всем мире.

3.7.1.3 Ротационные насосы. Шестереночные, винтовые, лопастные и кулачковые насосы классифицируются как роторные насосы. В шестереночных насосах жидкость, поступающая в насос задерживается в промежутках между зубьями медленно вращающихся (зацепляющихся) механизмов при узком зазоре с кожухом, и транспортируется на сторону нагнетания насоса. В случае винтовых насосов промежуточные зубчатые колеса имеют резьбу, но уплотнение между винтами не очень эффективное и не подходит для жидкости с низкой вязкостью. В шиберном насосе лопасти установлены на роторе, расположенном внутри камеры. В некоторых случаях эти лопасти могут иметь переменную длину, и натянуты для поддержания контакта со стенками при вращении насоса, чтобы избежать утечки из сектора высокого давления в сектор низкого давления. В своей простейшей форме лопастной насос имеет цилиндрический ротор внутри не центрального круглого кожуха для создания камеры между двумя лопастями с увеличением объема на стороне впуска и уменьшением объема на стороне нагнетания. Лопастные насосы применяются в гидравлических насосах высокого давления, а также вакуумных насосах. В случае кулачкового насоса крыльчатка качается в осевом направлении не на центральном вращающемся валу. Поступающая жидкость проходит через пространство между крыльчаткой и кожухом, и выводится с другой стороны разделяющей лопасти. Такие насосы используются для очень агрессивных жидкостей. Шестереночные, шиберные и кулачковые насосы обычно ограничены в применении и используются с прозрачными неабразивными жидкостями, но особенно подходят для жидкостей с высокой вязкостью или низким давлением паров. Они также используются в качестве дозирующих насосов, поскольку имеют постоянное смещение при заданной скорости.

3.7.1.4 Поршневой насос. Насосы поршневого типа, плунжерного и диафрагменного типа являются примерами насосов прямого вытеснения. В случае поршневого типа перекачиваемая жидкость втягивается в цилиндр через запорный клапан при помощи

поршня возвратно-поступательного хода. Каждый раз, когда поршень перемещается на длину полного хода внутри цилиндра, объем жидкости, эквивалентный объемному смещению поршня, выводится из насоса, что приводит к пульсирующему потоку. Однако большинство имеющихся в продаже поршневых насосов имеют несколько цилиндров для сглаживания пульсирующего потока. В поршневых насосах двойного действия цилиндр имеет впускное и выпускное отверстие на обоих концах. Жидкость втягивается в цилиндр на заднем конце, когда поршень движется вперед, и выводится через передний конец. Последовательность становится обратной при изменении направления поршня. В насосах двойного действия пульсация ниже, чем в насосах одностороннего действия. Плунжерные насосы используются для работы под высоким давлением и состоят из толстостенного цилиндра небольшого диаметра, содержащего плунжер возвратно-поступательного хода, который в основном является продолжением ведомого вала. Насосы поршневого и плунжерного типа были в значительной степени заменены центробежными или роторными насосами, но они все еще используются, например, для перекачки летучих или высоковязких жидкостей, а также в тех случаях, когда требуется переменная скорость и ход поршня, например - дозирование потока жидкости, что важно, скажем, при добавлении химикатов в ПВК (питательная вода для котла). В случае мембранного насоса, гибкий врезной диск, закрепленный на периферии, но подвижный в центре (в осевом направлении), выполняет действие погружения. Диафрагма может работать механически или с помощью жидкости под давлением, такие насосы обычно используются для перекачки густых суспензий, в то время как поршневой и плунжерный тип не подходит там, где в жидкости присутствуют твердые вещества, абразивы или грязь.

3.7.1.5 Быстроходность насоса. Безразмерный параметр, используемый при получении обобщенных корреляций для поведения турбомашин (в нашем случае, кинетический насос), представляет собой удельную скорость N_S , определяемую как скорость вращения, при которой будет работать геометрически подобная крыльчатка, если ее размер подает 1 м³/с жидкости на 1 м высоты (высота столба жидкости, которую насос может создать при кинетической энергии, передаваемой жидкости крыльчаткой). Математически N_S определяется как:

$$N_S = \frac{NV^{0.5}}{(gH_{\text{напор}})^{0.75}} \quad (3.20)$$

где N - фактическая скорость вращения, V - объемный расход (для насосов с двойным всасыванием следует использовать половину общего объема), g – гравитационное ускорение и $H_{\text{напор}}$ - напор. На быстроходность насоса можно ориентироваться при выборе типа насоса, необходимого для расчета расхода и напора. Инструкции, помогающие в выборе требуемого типа насоса также доступны в виде диаграмм, показывающих регионы наличия насосов с требуемым объемным расходом, указанным напротив значения общего напора. Такую схему можно также найти, например, в Справочнике для инженеров-химиков, Перри (Грин, 2007).

3.7.1.6 Эффективный положительный напор на всасывании. В отличие от поршневых насосов прямого вытеснения, которые могут втягивать жидкость через впускное отверстие, центробежные насосы требуют «доливки», то есть пополнения жидкостью¹². Жидкость должна подаваться в насос под давлением, если насос оснащен

¹² Высота нагнетания имеет единицы длины и определяется как $p/\rho g$, где p - давление жидкости, g - локальное гравитационное ускорение и ρ - плотность жидкости..

самовсасывающим элементом. После одного запуска центробежный насос сразу начинает перекачивать жидкость, но с высотой потока, ограниченной давлением паров жидкости. Даже когда уровень жидкости выше центральной линии насоса, происходят потери из-за трения, а также давления выше уровня жидкости, которое влияет на статическое давление жидкости, поступающей в насос. Статическое давление жидкости, поступающей в насос, за вычетом давления пара, которое определяется как «эффективный положительный напор на всасывании» (ЭПНВ), должно быть больше нуля со значительным запасом, чтобы избежать испарения внутри насоса. Без достаточного ЭПНВ внутри жидкости образуются полости или пузырьки, которые разрушаются при переходе в сектор с более высоким давлением внутри насоса, вызывая шум, вибрацию и даже повреждение насоса, а также снижение производительности и напора насоса. Для центробежного насоса минимальное требование ЭПНВ или ЭПНВ_Р связано с удельной скоростью всасывания $N_{всас}$, которая представляет собой удельную скорость, полученную путем замены $H_{напор}$ в уравнении 3.20 на ЭПНВ_Р. Иногда в этом соотношении не учитывается g , что приводит к квази-безразмерному числу $N_{всас}$. Если $N_{всас}$ и скорость вращения известны для данного типа насоса (определяется производителем насоса), тогда может быть рассчитан ЭПНВ_Р для требуемого расхода объема. Это может позволить определить высоту жидкости в резервуаре или сосуде, наполняемом определенным типом насоса, или ЭПНВ для определенного типа насоса. Графики объемного расхода в зависимости от ЭПНВ_Р, показывающие наличие доступных типов насоса/ скоростей, иногда предоставляет производитель насоса.

В случае поршневых насосов, требуется достаточный ЭПНВ (эффективный положительный напор на всасывании), чтобы полностью заполнить цилиндр во время хода всасывания. При его расчете следует учитывать «напор под ускорением» $H_{напор}$, который позволит уточнить инерцию массы жидкости на линии всасывания при изменении ее скорости во время хода насоса. Напор под ускорением уменьшает ЭПНВ и рассчитывается как:

$$H_{напор\ устр.} = K_{напор} \frac{L v N}{g Z_L}$$

где $K_{напор}$ - постоянная величина, специфичная для насоса, и должна быть предоставлена производителем насоса, L - длина линии всасывания, v - средняя скорость жидкости, N - скорость вращения насоса, Z_L - мера сжимаемости жидкости (1.4 для воды; 2,4 для горячего масла), а g – ускорение из-за силы тяжести.

3.7.1.7 Мощность накачки. Мощность, необходимая для работы насоса, должна учитывать не только гидравлическую неэффективность насоса, но также любую механическую неэффективность, связанную с насосом, и неэффективность привода насоса (двигателя или турбины). Требуемая для насоса работа вала может быть рассчитана исходя из несжимаемости турбулентного потока путем интегрирования уравнения 3.2:

$$-W_s = \frac{\Delta p}{\rho} + g\Delta z + \frac{\Delta v^2}{2} + W_f$$

где Δ - представляет разницу в величине от станции 2, расположенной ниже сразу после насоса, до станции 1, расположенной выше сразу после насоса в системе трубопроводов (т.е. $\Delta X = X_2 - X_1$). Член в правой части может быть заменен на $\Delta P_{напор}/\rho$, где $\Delta P_{напор}$ - повышение статического давления насоса, поскольку обычно изменения в кинетической и гравитационной потенциальной энергии довольно малы между входом и выходом насоса.

Гидравлическая мощность, требуемая для насоса, может быть записана как:

$$W_{Hy} = \frac{\Delta P_{\text{напор}} \dot{V}}{\eta_{Hy}} \quad (3.21))$$

где $\dot{V}$ - объемный расход, а η_{Hy} - гидравлический КПД насоса. В случае поршневого насоса также следует учитывать объемную эффективность, которая, в свою очередь, учитывает утечку жидкости. Любые механические потери, связанные с работой насоса, такие как трение в подшипниках, могут объясняться механической эффективностью. Коэффициенты полезности мультипликативно находятся в знаменателе уравнения 3.21, что приводит к общей мощности, требуемой для насоса. Кроме того, общая мощность, необходимая для работы насоса, должна учитывать эффективность привода.

3.7.1.8 Системные требования и характеристики насоса. Технологические и энергетические системы не обязательно работают с постоянной скоростью потока. Например, в цикле мощности Ренкина потребность в мощности (нагрузке) может уменьшиться, что, в свою очередь, потребует меньшего количества тепла, вводимого в цикл, и, соответственно, меньшей скорости потока рабочей жидкости. Уменьшение расхода вызывает соответствующее снижение перепада давления в системе. Чтобы согласовать работу насоса, который удовлетворительно работает во всем диапазоне скоростей потока и соответствующего давления, можно обратиться к графику характеристик насоса - системная кривая с общей разницей напора и скоростью потока. Характеристика насоса, показанная на рисунке 3.3, представлена в виде кривой расхода относительно напора для заданного набора размеров ϕ_i крыльчатки или скоростей вращения. В этот график также включены контуры эффективности η_i . ЭПНВР, учитывается и мощность наработки.

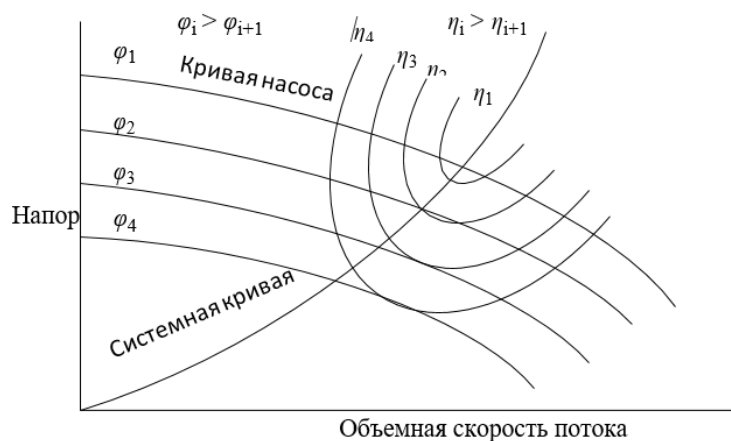


Рисунок 3.3 Характеристика центробежного насоса и системные требования

Эти характерные кривые обычно применимы для свойств воды при температуре 60 F или около 15 C в Соединенных Штатах, при этом необходимо применять корреляцию к конкретной перекачиваемой жидкости и ее температуре. Для кинетических насосов график зависимости расхода от напора показывает быстрое уменьшение напора с увеличением расхода, в то время как системная кривая показывает противоположную тенденцию, то есть напор уменьшается с уменьшением расхода. Для насосов прямого вытеснения это выглядит как линия с немного отрицательным наклоном, который указывает, что производительность насоса почти не зависит от сопротивления ниже по потоку при данной скорости.

Рабочая точка режима насоса будет находиться на пересечении системной кривой и кривой насоса, а требуемая рабочая точка должна быть приближена к точке максимальной

эффективности. Выбор соответствующего регулирующего клапана, расположенного за насосом для контроля потока, при этом облегчается. Когда требуется снижение скорости потока, регулирующий клапан должен придавать дополнительный перепад давления, чтобы «использовать» увеличение давления нагнетания насоса (обычно размер регулирующего клапана таковой, чтобы обеспечить перепад давления, равный половине переменного изменения давления в системе без регулирующего клапана при нормальном расчетном расходе). Рециркуляция части жидкости обратно во всасывающее отверстие насоса может использоваться для снижения чистого потока, но следует избегать повышения температуры жидкости, которое может привести к кавитации. Этот тип контроля используется особенно для поршневых насосов, так как они не регулируют подачу. Регулирование скорости вращения насоса является еще одним подходом к контролю скорости потока и может использоваться, когда привод турбинный, а двигатели с регулируемой скоростью довольно дорогие.

Пример 3.2. Как показано на рис. 3.4, насос с электроприводом перекачивает 70 м³/ч воды при температуре 25 °С из резервуара, открытого в атмосферу (при давлении 1,014 бар), при этом уровень в резервуаре находится на 2 м ниже центральной линии насоса. Насос сбрасывает воду в сосуд под давлением 20 бар, а уровень жидкости в сосуде находится на высоте 10 м над его центральной линией (предполагается, что сливная труба заполнена водой и, следовательно, дополнительной высотой, до которой наполнена вода над сосудом, не должна рассматриваться из-за конечного опускания «сифонной ножки»). Вход в трубу хорошо закруглен для минимизации потерь на трение на входе, а на всасывающем трубопроводе насоса установлен фильтр для мусора (взвешенные частицы). На выходном трубопроводе насоса установлены запорный клапан (поворотный тип) для предотвращения обратного потока через насос, шаровой клапан для контроля уровня в сосуде под давлением и измеритель диафрагменный для измерения расхода (используется для открытия клапана на линии рециркуляции при подаче, когда скорость достигает определенного минимального значения для насоса). Перепад давления, измеряемый диафрагменным прибором, составляет 0,25 бар, но можно предположить, что 60% такого перепада восстанавливается ниже по потоку. Общая длина труб составляет 10 м на стороне всасывания и 30 м на стороне нагнетания. Изознтропический КПД насоса составляет 60%, а потери из-за подшипников вала, уплотнений и двигателя 5% (или $\eta_{\text{mech}} + \eta_{\text{elec}} = 95$). Можно рассчитать требуемый размер трубы при условии графика 40 стальных труб¹³ и требуемую мощность двигателя в этих условиях.

¹³ Безразмерное число графика определяет толщину стенки трубы и задан как: 1000 (внутреннее рабочее давление) / допустимое напряжение.

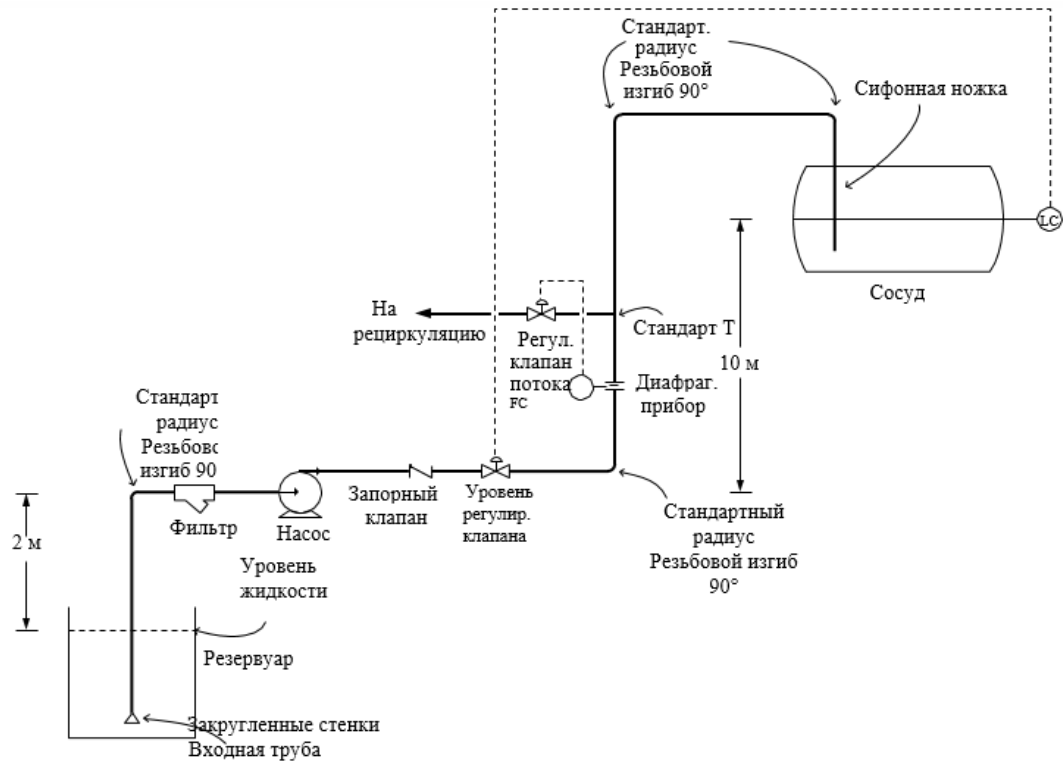


Рисунок 3.4 Насос, подающий жидкость из резервуара в сосуд высокого давления

ТАБЛИЦА 3.1 Выбранные параметры трубопровода

	Ед.изм.	Забор	Выход
Расход жидкости (V)	$\text{м}^3/\text{ч}$	70	70
	$\text{м}^3/\text{с}$	0.01944	0.01944
Максим. допустимая скорость	$\text{м}/\text{с}$	2.4	4.6
Соответ. минимальный диаметр	мм	102	73
Соответ. график 40 номин. Размер трубы или DN (номинальный диаметр) (Crane Co., 1988)		100	80
Наружный диаметр (D_o)	мм	114.3	88.9
Толщина стенки (t)	мм	6.02	5.486
Внутренний диаметр ($D_i = D_o - 2t$)	мм	102.26	77.93
Скорость жидкости, соответствующая диаметру выбранной трубы (v)	$\text{м}/\text{с}$	2.37	4.08
Плотность жидкости (ρ)	$\text{кг}/\text{м}^3$	997.0 при 25°C	997.0 at 25°C
Вязкость жидкости (μ)	$\text{кг}/\text{м}\cdot\text{с}$	0.00091 при 25°C	0.00091 при 25°C
Число Рейнольдса		265,236	348,052
Шероховатость для чистой стальной трубы (ϵ) (Crane Co., 1988)	м	4.57×10^{-5}	4.57×10^{-5}
Относительная шероховатость (ϵ/D)		0.000447	0.00059
Коэффициент трения Фаннинга из уравнения 3.7 (f)		0.004652	0.00479
Коэффициент трения Муди ($f = 4 \times f$)		0.01861	0.01916
Коэффициент трения для потока в зоне полной турбулентности (f_T)(Crane Co., 1988)		0.01700	0.01800

Решение

В таблице 3.1 обобщены данные и выбранные параметры трубопровода с использованием критериев максимально допустимой скорости жидкости, которые обсуждались ранее в этой главе, а в таблице 3.2 приведены потери давления на стороне всасывания и нагнетания насоса.

Давление источника ($P_{\text{источник}}$) = 1.014 бар; давление на выходе ($P_{\text{выход}}$) = 20 бар.

Давление источника ($Z_{\text{источник}}$) = -2 м; высота на выходе ($Z_{\text{выход}}$) = 10 м. Требуется повышение давления с помощью насоса,

$$\Delta P_{\text{напор}} = \Delta P_{\text{всас.}} + \Delta P_{\text{disch}} + P_{\text{выход}} - P_{\text{источник}} + Z_{\text{выход}} \rho g - Z_{\text{источник}} \rho g$$

$$= 0.12 + 1.4 + 20 - 1.014 + 10 \times 981 \times 997 \cdot 10^{-6} -$$

$$- 2 \times 981 \times 997 \cdot 10^{-6} \quad . / \quad)$$

$$= 21.68 \text{ бар или } 2,168,000 \text{ Па}$$

Требуемая мощность двигателя:

$$\dot{W}_{\text{эл.}} = \frac{\dot{W}_{H_y}}{\eta_{\text{мех.}} + \eta_{\text{эл.}}} = \frac{\Delta P_{\text{напор}} \dot{V}}{\eta_{H_y} \eta_{\text{мех.}} + \eta_{\text{эл.}}} = \frac{2.168.00 \cdot 0.01944}{0.6 \cdot 0.95} = 73.940 \text{ Вт} = 74 \text{ кВт}$$

ТАБЛИЦА 3.2 Потери давления (большинство значений K приведены из Технического документа No. 410, компания Crane Co., 1988)

		K $/f_T'$ или		$\Delta P W_f \rho$ $= K V^2 p / 2$ $\frac{\text{кг}}{\text{с}^2}$ или Н $/\text{м}^2$ или Па)	ΔP (бар)
	L (м)	$K/f' = L_e/D$	K	Quantity	
Потери на входе (округлены)			0.04	1	112
Изгибы (стандартная резьба)		30.00	0.51	1	1,425
Фильтр (Y-тип, 1-10 В зависимости от очистки)			2.00	1	5,588
Прямой трубопровод (расчетный $K=f' L/D$)	10	97.79	1.82	1	5,084
Общее $\Delta P_{\text{всас.}}$					12,209
Выход					
Изгибы (стандартная резьба)		30	0.54	3	13,421
Запорный клапан (поворотный)		100	1.7	1	14,084
Регулир. клапан (шаровой, Полностью открытый)		340	5.78	1	47,886
Диафрагменный прибор (40% от заданного ΔP)				1	10,000
T-образный переходник (стандартный без потока через ветку)		5.4	0.092	1	761
Потери на выходе			1	1	8,285
Прямой трубопровод	30	293.37	5.46	1	45,229

3.7.2 Компрессоры

Компрессоры используются для транспортировки газов через системы трубопроводов с помощью механической энергии, при этом их давление увеличивается для преодоления силы трения в трубопроводе. Существует три основных типа компрессоров: динамический, с механическим сжатием, и эжекторный. Эти категории могут быть, в свою очередь, разделены на различные подкатегории. Динамические компрессоры работают с приложением к газу сил инерции, используя вращающиеся лопасти крыльчатки или роторы. В компрессорах с механическим сжатием количество захваченного газа уменьшается в объеме с последующим увеличением давления (и температуры), а затем высвобождается при более высоком давлении. Эжекторы увеличивают давление газа или пара за счет давления другой жидкости. Основные типы компрессоров, которые чаще всего встречаются на энергетических установках, описаны ниже.

3.7.2.1 Центробежный компрессор. Газ поступает в динамический компрессор вблизи центра вращающейся крыльчатки, находящейся в корпусе, и ускоряется в направлении наружу за счет центробежного действия пластин или лопастей. Крыльчатка состоит из радиальных лопастей, установленных на ступице, и может быть открытой, полузакрытой или с бандажом, как в центробежных насосах. Кинетическая энергия жидкости увеличивается от центра крыльчатки к его концам, и, когда жидкость проходит через лопасти, кинетическая энергия преобразуется в давление за счет замедления газа внутри радиальных диффузоров и далее с помощью разрядных диффузоров. В многоступенчатых центробежных компрессорах на валу устанавливается ряд крыльчаток, а жидкость, проходящая через первую крыльчатку, поступает во вторую и так далее. Таким образом, газ может быть сжат до гораздо более высокого давления без ущерба для эффективности.

Три типа лопастей могут иметь конфигурацию: радиальную, изогнутую назад и изогнутую вперед относительно направления движения. Зависимость напора или отношения давления от скорости потока представлена функцией типа лопасти; с радиальными лопастями напор остается практически плоским, в то время как с загнутыми назад лопастями он уменьшается с увеличением скорости потока, а с загнутыми вперед лопастями он увеличивается. Большинство компрессоров, используемых в технологических установках, состоят из радиальных или загнутых назад лопастей. Загнутые назад лопасти обеспечивают более высокую эффективность и стабильность в широком диапазоне скоростей, в то время, как радиальные лопасти имеют простую конструкцию.

3.7.2.2 Осевой компрессор. Этот динамический компрессор также состоит из ротора, установленного внутри кожуха, но лопасти, прикрепленные к ротору, перемещаются между рядами неподвижных пластин, прикрепленных к кожуху. Неподвижные лопасти направляют газ под соответствующим углом к вращающимся лопастям, тогда как вращающиеся лопасти придают газу аэродинамический подъем. Многоступенчатый компрессор содержит ряд чередующихся вращающихся и стационарных лопастей. Газ входит и выходит из лопастей почти в осевом направлении. Этот тип компрессора используется в более крупных газовых турбинах и для подачи большого количества сжатого воздуха, необходимого в блоке разделения воздуха для обеспечения O₂ для IGCC.

3.7.2.3 Поршневой компрессор. Сжатие в компрессоре с механическим

воздействием достигается путем всасывания газа в цилиндр и создания давления в нем за счет перемещения поршня внутри цилиндра. Термодинамический цикл для этого компрессора изображен на рисунке 3.5. Во время хода всасывания газ втягивается в цилиндр с более низким давлением P_{in} , в то время, как объем цилиндра увеличивается с V_1 до V_2 при открытом всасывающем клапане и закрытом нагнетательном клапане. Во время сжатия всасывающий и нагнетательный клапаны закрыты, а при завершении такта сжатия, когда давление увеличивается до P_{disch} , а объем цилиндра уменьшается до V_3 , выпускной клапан открывается, высвобождая газ более высокого давления из цилиндра. В конце этого хода подачи объем цилиндра уменьшается до V_4 , и выпускной клапан закрывается, в то время как оставшийся газ, содержащийся в зазоре цилиндра, остается под давлением нагнетания. Этот небольшой объем V_4 , известный как «неиспользуемый», остается внутри цилиндра, когда поршень находится в наиболее передовом положении своего движения, и необходим для предотвращения контакта между поршнем и головкой цилиндра. Затем, когда оба клапана закрыты, поршень продолжает двигаться, и газ расширяется до давления всасывания P_{in} , затем дополнительный газ втягивается внутрь после открытия впускного отверстия и поршень движется, продолжая циклическую операцию. Поскольку впускной и

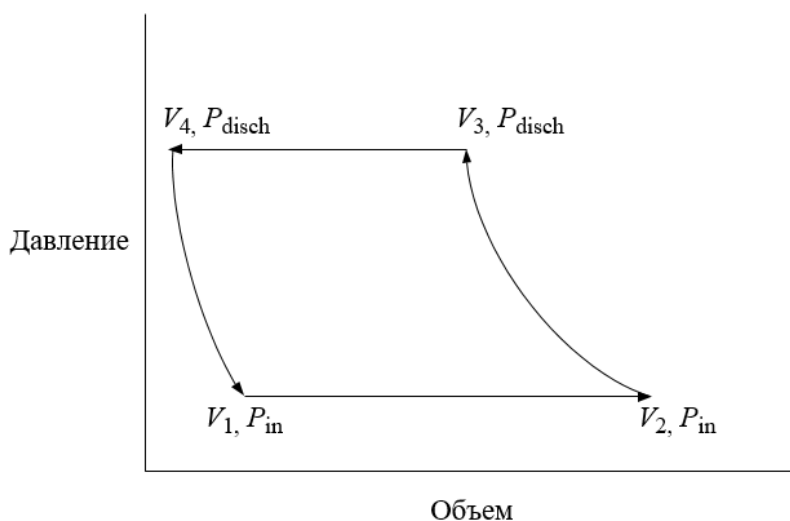


Рисунок 3.5 Диаграмма отношения давление-объем для поршневого компрессора

выпускные клапаны открыты только в течение части хода поршня, поток начинает пульсировать и его необходимо прекратить, чтобы обеспечить плавный поток на входе и выходе из компрессора, а также для снижения вибрации и предотвращения перегрузки или недогрузки компрессора. Простейший подход для прекращения пульсации состоит в том, чтобы расположить камеру для газа рядом с входом или выходом цилиндра. Также используются подавители пульсации, которые представляют собой устройства с внутренней перегородкой, реагирующие на пульсирующее давление. Поршневые компрессоры выбираются из числа центробежных и осевых компрессоров, когда требуется значительно более высокое давление при более низких скоростях потока. В поршневых компрессорах двойного действия цилиндр имеет впускные и выпускные отверстия на обоих концах цилиндра. Газ подается в цилиндр на заднем конце, когда поршень движется вперед, и выпускается на переднем конце. Последовательность становится обратной при изменении направления поршня. В насосах двойного действия пульсации ниже, чем в насосах одностороннего действия.

3.7.2.4 Ротационный винтовой компрессор. Эти компрессоры с прямым

вытеснением используют два вращающихся винта для сжатия газа. В сухих роторных компрессорах два винта обеспечивают точное выравнивание с помощью зубчатых передач, в то время как в маслозаполненном винтовом компрессоре смазочное масло перекрывает пространство между винтами, обеспечивая гидравлическое уплотнение, а также передачу механической энергии между приводным и ведомым винтами. Газ движется по резьбе, когда винты вращаются, а зацепляющие винты нагнетают газ на сторону высокого давления компрессора. Эффективность этого метода сжатия зависит от точной установки зазоров между двумя винтами, а также между винтами и камерой, также содержащей винты. Этот тип компрессора находит свое применение в тех областях, где расход газа намного ниже, чем тот, который подходит для центробежных компрессоров, таких как сжатие топливного газа для небольших электростанций.

3.7.2.5 Системные требования и характеристики компрессора. Как упоминалось ранее в разделах, посвященных насосам, технологические системы не обязательно работают при постоянном потоке. Например, для электростанции, работающей на газе, требуемый уровень мощности (нагрузки)

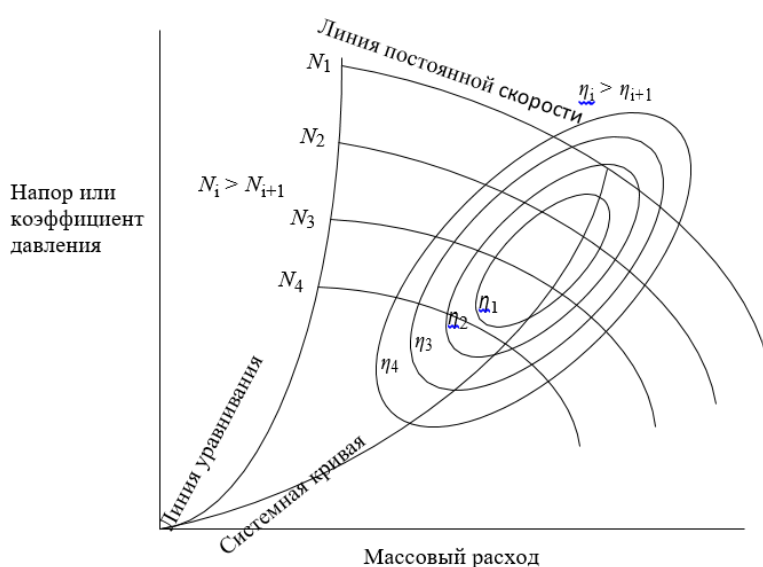


Рисунок 3.6 Динамические характеристики компрессора и системные требования

может быть невысоким, и соответственно, требуется меньше энергии, вводимой в цикл, и расход газообразного топлива будет также меньше. Уменьшение расхода вызывает соответствующее снижение перепада давления в системе. Для того чтобы согласовать работу компрессора, который удовлетворительно работает во всем диапазоне скоростей потока и давления, на графике характеристик компрессора нанесена системная кривая с общей разницей напора и скорости потока. Характеристики компрессора, приведенные на рис. 3.6, представлены в виде кривой расхода в зависимости от напора при заданной скорости вращения N_i . В этот график также включены контуры КПД η_i , а в случае динамического компрессора показана линия стабильности работы, которая представляет нижний предел потока для данного напора, при котором может возникнуть помпаж. При помпаже может произойти изменение направления потока, что приведет к серьезному повреждению оборудования. Как для центробежных, так и для осевых компрессоров график зависимости расхода от напора при постоянной скорости показывает уменьшение напора при увеличении расхода, но скорость нарастания этой кривой намного выше для осевых компрессоров. Системная кривая показывает противоположную тенденцию, то есть напор уменьшается с уменьшением расхода. Когда скорость потока в системе уменьшается, более

низкое требование к давлению в зависимости от кривой может быть определено либо путем регулирования скорости, если компрессор приводится в действие турбиной или двигателем с переменной скоростью (однако такие двигатели, как правило, более дорогие, чем двигатели с постоянной скоростью), либо менее эффективным применением клапана. Для поршневых компрессоров с постоянной скоростью кривая выглядит почти как вертикальная линия (с отрицательным наклоном), которая указывает, что пропускная способность компрессора практически не зависит от сопротивления ниже по потоку при данной скорости.

Рабочая точка компрессора будет находиться на пересечении кривой системы и кривой характеристики компрессора, а требуемая рабочая точка должна быть приближена к точке максимальной эффективности. Только для динамических компрессоров, где необходимо всасывание или нагнетание, выбор соответствующего регулирующего клапана скорости потока также облегчается. Когда требуется снижение скорости потока, регулирующий клапан должен обеспечивать дополнительный перепад давления, чтобы «использовать» увеличение давления нагнетания компрессора (обычно размер регулирующего клапана такой, что обеспечивает перепад давления, равный половине переменного изменения давления в системе без регулирующего клапана при нормальном расчетном расходе). Подвижные впускные направляющие лопасти могут использоваться для больших центробежных и осевых компрессоров для регулирования скорости потока газа путем изменения угла наклона этих направляющих лопастей, но без значительного перепада давления. Эффект таков: изменение характеристики первой ступени сжатия и снижение предела помпажа; их влияние становится менее выраженным по мере увеличения общего количества ступеней. Рециркуляция части потока газа обратно во всасывающее отверстие компрессора может быть использована для снижения чистого потока, при этом следует включить в систему теплообменник для охлаждения рециркулирующего газа, поскольку сжатие повышает температуру газа. Этот тип управления особенно используется для компрессоров с прямым вытеснением, т.к. они не регулируются. Регулировка скорости компрессора является еще одним подходом при выборе, как уже упоминалось ранее, которая применяется тогда, когда приводом является турбина, а двигатели с переменной скоростью довольно дорогие.

3.7.2.6 Мощность сжатия и промежуточное охлаждение. Для идеального газа, подвергающегося адиабатическому сжатию, мощность сжатия обратно пропорциональна абсолютной температуре на входе, как будет видно из уравнения 3.26. Поскольку работа выполняется на газе, его температура увеличивается; охлаждение газа во время сжатия снижает мощность сжатия, поскольку снижается средняя температура газа внутри компрессора. Практическое средство достижения этого явления - охлаждение газа между ступенями в теплообменнике с помощью воды или воздуха, и благодаря повторной подаче его в компрессор для дальнейшего сжатия. Коэффициент давления делится на π для определения заданного количества промежуточных охладителей, чтобы минимизировать мощность сжатия, тогда как газ, возвращающийся после промежуточного охлаждения, имеет ту же температуру, что и газ, поступающий в компрессор, при этом, перепад давления в промежуточном охладителе небольшой, и определяется уравнением 3.22:

$$\pi = \left(\frac{P_{\text{ВЫХ.}}}{P_{\text{ВХ.}}} \right)^{1/(n+1)} \quad (3.22)$$

где $P_{\text{ВХ.}}$ и $P_{\text{ВЫХ.}}$ - значения давления на входе и выходе, а n - число промежуточных охладителей. Например, в случае одного промежуточного охладителя общий коэффициент давления ступеней выше и ниже по потоку от промежуточного охладителя должен быть

одинаковым, если предположить, что соотношения давления на отдельной ступени идентичны. Большое количество ступеней с промежуточным охлаждением не обязательно означает общее снижение мощности сжатия, поскольку достигается точка уменьшения отдачи, когда дополнительный перепад давления, связанный с промежуточными охладителями, может свести на нет снижение мощности, связанное с уменьшением температуры. Затраты промежуточных охладителей также следует учитывать при определении подходящего количества ступеней промежуточного охлаждения. В некоторых случаях промежуточное охлаждение может быть достигнуто путем непосредственного инжектирования жидкости в газ вместо использования теплообменника, в котором газ и охлаждающая среда не вступают в прямой контакт. Помимо снижения мощности сжатия, температура также может влиять на материалы и конструкцию компрессора. Обычно, верхний предел температуры газа в центробежных компрессорах, используемых в перерабатывающей промышленности, составляет около 150 °С, особенно когда газ имеет высокую концентрацию кислорода, поскольку O_2 при высоких парциальных давлениях способен на реакцию. Для газов с высокой концентрацией хлора или ацетилена температура может быть ограничена до 90 °С по причинам безопасности. Для осевых компрессоров температура воздуха (например, в газовых турбинах) или инертного газа (такого как азот) может быть рассчитана в диапазоне, превышающем 600 °С. Условия на выходе из компрессора могут быть рассчитаны, исходя из изоэнтропического пути и затем с помощью применения соответствующего коэффициента для определения фактических условий на выходе для заданного набора условий на входе. Для данного газа (с определенным составом) при заданном наборе условий температуры и давления определяются энтальпия и энтропия на входе. Для изоэнтропического сжатия $\Delta S_{in} = \Delta S_{вых. идеал.}$, где $\Delta S_{вых. идеал.}$ - энтропия на выходе. С известным $\Delta S_{вых. идеал.}$ для данного давления на выходе, определяется энтальпия. Адиабатический коэффициент η_A рассчитывается по политропному показателю η_P и затем используется для установления фактической энтальпии выходного потока. Можно применить политропический коэффициент полезного действия, если он известен производителю оборудования или определен на основе эмпирических соотношений, которые учитывают скорость потока газа (и, следовательно, размер компрессора). Соотношение между этими двумя коэффициентами для идеального газа определяется уравнением 3.23.:

$$\eta = \frac{[(P_{out}/P_{in})^{(k-1)/k} - 1]}{[(P_{out}/P_{in})^{(k-1)/(\eta_P k)} - 1]} \quad (3.23)$$

где k - отношение удельных теплоемкостей C_p/C_v . Показатель политропа - это изоэнтропическая эффективность стадии адиабатического сжатия с бесконечно малой величиной, тогда как адиабатический коэффициент представляет собой изоэнтропическую эффективность сжатия без промежуточного охлаждения (то есть для процесса без тепловых взаимодействий с окружающей средой). Показатель политропа по определению не зависит от общего коэффициента давления и позволяет более точно сравнивать компрессоры с различными коэффициентами давления. Как только будет рассчитан адиабатический показатель политропа, энтальпия на выходе может быть определена уравнением 3.24:

$$\Delta H_{out} = \Delta H_{in} + (\Delta H_{вых, идеал.} - \Delta H_{in})/\eta_A \quad (3.24)$$

$H_{вых.}$ $H_{вх.}$ энтальпия на входе и выходе, $\Delta H_{вых, идеал.}$ - выходная энтальпия, соответствующая изоэнтропическому пути. По выходной энтальпии определяется

температура. Требуемый или полученный результат работы определяется разницей между фактической энтальпией на выходе и входе. Для идеального газа требуется мощность, необходимая для адиабатического сжатия $W_{\text{газ}}$ при входном объемном расходе $V_{\text{вх.}}$ может быть рассчитана из уравнения 3.25 или уравнения 3.26:

$$W_{\text{газ}} = \frac{k P_{\text{вх.}} \dot{V}_{\text{вх.}}}{(k-1)\eta_A} \left[\left(\frac{P_{\text{вых.}}}{P_{\text{вх.}}} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.25)$$

Или на основе температуры $T_{\text{вх.}}$ молярного расхода потока $\dot{n}_{\text{вх.}}$ и универсальной газовой постоянной R_u :

$$W_{\text{газ}} = \frac{k R_u T_{\text{вх.}} \dot{n}_{\text{вх.}}}{(k-1)\eta_A} \left[\left(\frac{P_{\text{вых.}}}{P_{\text{вх.}}} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.26)$$

Из уравнения 3.26 видно, что мощность, требуемая компрессором, прямо пропорциональна абсолютной температуре газа, поступающего в компрессор.

Но это уравнение может быть расширено, чтобы в определенной степени охватить неидеальные газы путем введения коэффициента сжатия перед $T_{\text{вх.}}$. Общая мощность, необходимая для работы компрессора, должна учитывать механический коэффициент из-за таких потерь, как трение в подшипниках и редукторе, если они используются, а также КПД привода.

Пример 3.3. 2500 кмоль/ч потока кислорода (при условии чистоты 98% O_2 с остаточным содержанием Ar, то есть без учета обычно сопровождающего содержания N_2) при температуре 25 °С и давлении 2 бара, необходимо сжать до 45 бар. Политропический коэффициент компрессора составляет 88%, в то время как привод компрессора имеет КПД 97%. Необходима шестерня для согласованной работы скорости компрессора и двигателя при соответствующей потере мощности в 2%. В целях безопасности необходимо ограничить температуру кислорода до 150 °С, при очень высоких парциальных давлениях O_2 представляет высокую реакционную способность. Определите минимальное количество промежуточных охладителей, необходимое для ограничения температуры до заявленной 150 °С, и электрическую мощность, необходимую для двигателя, при условии, что поток кислорода ведет себя как идеальный газ. Поток кислорода может быть охлажден до 25 °С в промежуточном охладителе. Перепад давления для промежуточного охладителя (вместе с соответствующим трубопроводом) в барах можно рассчитать как $\Delta P_{\text{вх.пр.ох.}} = 0.09 P_{\text{вх.}}$, $\text{вх.пр.ох.}^{0.7}$, где входное давление $P_{\text{вх.}}$, вх.пр.ох. указано в барах (такую корреляцию следует применять с осторожностью при очень высоком входном давлении, т.к. значительный перепад давления может не потребоваться), в то время как потери в подшипниках и уплотнениях компрессора в киловаттах можно рассчитать по уравнению Шееля (1961 г.) (конвертация исходной газовой мощности в л.с. на киловатты), $W_{\text{потер.подшп.вх.г}} + \text{упл} = 0.8386 \text{ кВт}^{0.4}$.

Решение

Первый шаг представляет получение первоначального расчета количества «стадии» сжатия (для одного промежуточного охладителя будет две стадии процесса, в то время как каждая такая стадия обычно имеет множество подстадий для механического сжатия). Для изэнтропийно-адиабатического сжатия идеального газа

$(P_{\text{вых.}}/P_{\text{вх.}})=(T_{\text{вых.}}/T_{\text{вх.}})^{(\kappa/(\kappa-1))}$, где субиндексы входа и выхода относятся к выходному и входному потокам данной стадии¹⁴. Подставляя числовые значения, $T_{\text{вх.}} = 25 + 273 = 298\text{K}$, $T_{\text{вых.}} = 150 + 273 = 423\text{ K}$, среднее значение $\kappa = 1.4$ для этой смеси, которая по существу состоит из двухатомного газа (когда изменение температуры и давления на стадии технологического процесса достаточно высокое, чтобы оказать влияние на κ , для вычисления среднего значения κ требуется метод проб и ошибок), получаем $P_{\text{вых.}}/P_{\text{вх.}} = 3.4$. Для неизоэнтропического сжатия каждое из соотношений давления будет < 3.4 , чтобы поддерживать температуру нагнетания меньше или равную $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ или 423 K . На двух стадиях процесса, без учета $\Delta P_{\text{вх.пр.ох.}}$, соотношение давления будет $(45/2)^{1/2} = 4.7$, что больше 3.4 и не приемлемо. На трех стадиях соотношение давлений будет иметь вид $(45/2)^{1/3} = 2.8$, что менее 3.4, и, таким образом, может быть достаточно трех ступеней процесса. Фактический коэффициент давления на ступень должен быть немного выше для компенсации $\Delta P_{\text{вх.пр.ох.}}$. Метод проб и ошибок можно использовать, предполагая немного большее отношение давления на каждой стадии, рассчитывая давление на выходе первой ступени и $\Delta P_{\text{вх.пр.ох.}}$ между первой и второй ступенями, и применяя то же самое для второй ступени и так далее, а затем сравнить давление нагнетания конечной стадии с требуемым значением.

Как только профиль давления установлен, можно применить уравнение 3.23 для расчета η_A , а уравнение 3.26 - для расчета W_{Gas} . Наконец, электрическая мощность, необходимая для двигателя, может быть рассчитана после учета потерь на подшипниках и уплотнениях (по соотношению Шееля), потерь на зубчатую передачу 2% и КПД двигателя 97% как:

$$W_{\text{необ.двиг.}} = (W_{\text{газ}} + W_{\text{потер.подш.+уплот.}})/(1 - 0.02)/0.97$$

Результаты этих расчетов приведены в таблице 3.3. Общая потребляемая двигателем электрическая мощность составляет $2650 + 2650 + 2650 = 7950\text{ кВт}$. Мощность, требуемая для каждой из ступеней, одинакова, поскольку температура на входе, молярная масса потока, отношение давлений и адиабатическая эффективность идентичны.

3.7.3 Вентиляционные установки

Вентиляторы и воздухоудвнвые установки имеют гораздо более низкие коэффициенты давления по сравнению с компрессорами, хотя их давление на выходе значительно ниже. Американское общество инженеров-механиков (ASME) определяет вентиляторы, как имеющие максимальное отношение давления 1.11 и давление нагнетания 1136 мм вод.ст. (манометрическое давление, измеряемое по высоте водяного столба), а воздухоудвнвые установки, как имеющие более высокие коэффициенты давления с максимальным значением 1,2 и более максимальным значением нагнетательного давления 2066 мм вод.ст. Вентиляторы предназначены как для осевого, так и центробежного оборудования, в то время как основными типами воздухоудвнвых установок являются центробежные или с прямым вытеснением.

ТАБЛИЦА 3.3 Требуемая мощность компрессора

¹⁴ Соответствующее выражение для неидеального сжатия путем включения адиабатического коэффициента

$$\left(\frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}}\right) = \left[\eta_A \left(\frac{T_{\text{out}}}{T_{\text{in}}} - 1\right) + 1\right]^{\kappa/(\kappa-1)}$$

Стадия процесса	Ед.изм.	1	2	3
$T_{вх.}$	К	298	298	298
$P_{вх.}$	бар	2	5.52	15.45
$\Delta P_{вх.пр.ох.}$	бар	0.31	0.63 ^a	
$P_{вых}$	бар	5.83	16.08	45.00
η_P	%	88.00	88.00	88.00
η_A	%	86.09	86.09	86.09
$T_{вых}$	К	422	422	422
$n_{вх.}$	кМол/с	0.6944	0.6944	0.6944
R_u	кДж/кМол/К		8.314	
W_{Gas}	кВт	2500	2500	2500
W потери подш.+уплот.	кВт	19	19	19
W потери мех.	%	2	2	2
$H_{мотор}$	%	97	97	97
$W_{электр}$	кВт	2650	2650	2650

^a Такой перепад высокого давления необязателен и должен быть определен путем анализа компромиссных решений между затратами на оборудование и электроэнергией

3.7.4 Турбодетандеры

Турбины используются для производственной мощности из сжатого газа или пара путем расширения. Эти установки могут рассматриваться как компрессоры, работающие в обратном направлении. Турбина с радиальным впуском аналогична центробежному компрессору. Как и их компрессорные аналоги, турбины с радиальным впуском подходят для меньших скоростей потока, чем осевые турбины. Первое применение осевой турбины предназначалось для работы с паром, эта технология была позже применена для расширения газов под давлением. Осевые турбины также содержат чередующиеся ряды стационарных и вращающихся лопастей, как осевые компрессоры.

3.7.4.1 Расширение мощности и подогрев. Мощность, которая может быть извлечена из сжатого газа или пара, увеличивается при повышении температуры; для идеального газа мощность прямо пропорциональна абсолютной температуре расширяемого газа.

Подогрев газа после частичного расширения, аналогичный промежуточному охлаждению в случае сжатия, также может быть использован для увеличения объема извлекаемой мощности. В главе 6 подробно рассматриваются различные типы циклов расширения. Условия на выходе из расширителя могут быть рассчитаны исходя из изоэнтропического пути, а затем с применением соответствующего коэффициента для определения фактических условий на выходе для определенного набора условий на входе. Для заданного состава газа, условий температуры и давления на входе сначала определяют входную энтальпию и энтропию. Для изоэнтропического сжатия, $\Delta S_{вх.} = \Delta S_{вых. идеал.}$, где $\Delta S_{вых. идеал.}$ - энтропия на выходе. С известной $\Delta S_{вых. идеал.}$ для заданного давления на выходе определяется энтальпия. Энтальпия газа или пара, покидающего детандер, может быть определена как:

$$\Delta H_{вых.} = \Delta H_{вх.} + (\Delta H_{вых. идеал.} - \Delta H_{вх.})/\eta_A \quad (3.27)$$

где $\Delta H_{\text{вх.}}$ и $\Delta H_{\text{вых.}}$ - фактические энтальпии на входе и выходе, $\Delta H_{\text{вых.,идеал.}}$ - энтальпия на выходе, соответствующая изэнтропическому пути. С помощью установленной фактической энтальпией на выходе определяется температура. Требуемая или полученная мощность определяется разницей между фактической энтальпией на выходе и входе. Адиабатические коэффициенты обычно зависят от объемного расхода расширяемого газа, а также от условий температуры, давления и расширенного давления на входе (то есть, отношения давления на входе и давления на выходе). Для паровых турбин мощностью более 16,5 МВт применяются эмпирические корреляции Спенсера и соавт. (1974).

Уравнение, аналогичное уравнению 3.25, можно использовать для расчета мощности турбины в случае идеального газа:

$$W_{\text{Газ}} = \frac{k P_{\text{вх}} \dot{V}_{\text{вх}} \eta_A}{(k-1)} \left[1 - \left(\frac{P_{\text{вых.}}}{P_{\text{вх.}}} \right)^{(k-1)/k} \right] \quad (3.28)$$

Или со значением температуры $T_{\text{вх.}}$, молярной скорости потока $\dot{n}_{\text{вх.}}$ и универсальной газовой постоянной R_u :

$$W_{\text{Газ}} = \frac{k R_u T_{\text{вх.}} \dot{n}_{\text{вх.}} \eta_A}{(k-1)} \left[1 - \left(\frac{P_{\text{вых.}}}{P_{\text{вх.}}} \right)^{(k-1)/k} \right] \quad (3.29)$$

Из уравнения 3.29 видно, что мощность, полученная в турбине прямо пропорциональна абсолютной температуре газа, поступающего в турбину.

ЛИТЕРАТУРА

- Avallone E, Baumeister T, Sadegh A, editors. *Marks' Standard Handbook for Mechanical Engineers*. 7th ed. New York: McGraw-Hill; 2006.
- Beggs HD, Brill JP. A study of two-phase flow in inclined pipes. *J Petrol Tech* 1973; May:607-617.
- Benedict RP, Carlucci NA, Swetz SD. Flow losses in abrupt enlargements and contractions. *J Eng Power Trans ASME* 1966;88:73-81.
- Carman PC. Fluid flow through granular beds. *Trans Inst Chem Eng Lond* 1937;15:150-166.
- Carman PC. *Flow of Gases through Porous Media*. London: Butterworths; 1956.
- Collier JG. *Convective Boiling and Condensation*. 2nd ed. Berkshire: McGraw-Hill; 1972. Crane Co. Flow of fluids through valves, fittings, and pipe. Technical Paper No. 410; Lacey, WA: Crane Co.; 1988; p 410.
- Ergun S. Fluid flow through packed columns. *Chem Eng Progress* 1952;48(2):89.
- GPSSA *Engineering Data Book*. Vol. 1. Section 7. 13th ed. Tulsa, OK: Gas Processors Suppliers Association; 2013.
- Green DW, editor. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 8th ed. New York: McGraw-Hill; 2007.
- Kozeny J. Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden. *Sitzungsber Wien Akad* 1927;136:271-306.
- Lapple CE. Isothermal and adiabatic flow of compressible fluids. *Trans Am Inst Chem Eng* 1943;39:385.
- Marjanovic P, Djordjevic V. On the compressible flow losses through abrupt enlargements and contractions. *J Fluids Eng* 1994;116:756-762.
- McCabe WL, Smith JC. *Unit Operations of Chemical Engineering*. New York: McGraw-Hill; 1956.
- Romeo E, Royo C, Monzon A. Improved explicit equations for estimation of the friction factor in rough and smooth pipes. *Chem Eng J* 2002;86(3):369-374.
- Scheel LF. *Gas and Air Compression Machinery*. New York: McGraw-Hill; 1961.
- Spencer RC, Cotton KC, Cannon CN. A method for predicting the performance of steam turbine-generators, 16,500 kW and larger. Paper no. 62-WA-209; ASME Winter Annual Meeting; Revised July 1974 version; New York.
- Vogt EG, White RR. Friction in the flow of suspensions—granular solids in gases through pipes. *Ind Eng Chem*. 1948;40:1731-1738.

4

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ

4.1 ОСНОВЫ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ

Теплопередача играет важную роль на электростанциях, которые используют тепловые двигатели. Например, на установках, использующих цикл Ренкина, тепло должно передаваться от источника тепла к рабочей жидкости с использованием теплообменников для нагревания рабочей жидкости в жидком состоянии до температуры, близкой к точке кипения, для ее испарения, после чего, как правило, происходит процесс перегрева пара. Далее из-за ограничений, налагаемых вторым законом термодинамики, значительная часть тепла, передаваемая рабочей жидкостью, которая не преобразуется в работу, должна выйти в окружающую среду (атмосферу). Это еще один пример процесса теплопередачи, требующей теплообменник для передачи тепла от рабочей жидкости в охлаждающую среду, такую как охлаждающая вода, или непосредственно в окружающий воздух в зависимости от используемого режима отвода тепла. Здесь рабочая жидкость снова подвергается фазовому преобразованию, но из пара в жидкую фазу для завершения цикла. Таким образом, теплопередача между жидкостями может включать или не включать фазовое превращение, в то время как соответствующие скорости теплопередачи могут значительно отличаться.

Существует три режима теплопередачи: излучение, кондукция и конвекция. Рассмотрим сжигание такого топлива как уголь или биомассы в печи, когда тепло переходит в рабочую жидкость по циклу Ренкина, состоящую из воды и пара, протекающих внутри трубок, подвергающихся воздействию нагретых продуктов сгорания.

Основным режимом передачи тепла от продуктов сгорания к трубкам является излучение. В этом режиме теплопередачи энергия передается с помощью фотонов, излучающих в инфракрасной и видимой частях электромагнитного спектра. Излучаемое между двумя поверхностями тепло является «двусторонним взаимодействием», поскольку обе поверхности иотражают излучение, количество которого зависит от температуры и свойств поверхности, а именно чистое направление и чистое количество теплопередачи представляют интерес с инженерной точки зрения.

Далее тепло передается через стенки трубок с внешней поверхности на внутреннюю поверхность кондукцией (теплопроводностью). В этом режиме теплопередачи энергия передается из области с большей молекулярной кинетической энергией в область с более низкой молекулярной кинетической энергией с помощью прямого столкновения молекул. Кроме того, в случае металлов значительная часть переносимой тепловой энергии переносится электронами зоны кондукции.

Наконец, тепло затем передается от внутренней поверхности к воде путем конвекции.

В этом режиме теплопередачи энергия передается с помощью диффузией и адвекции, которая более масштабно включает движение жидкости.

Таким образом, полное понимание свойств потока жидкости имеет важное значение для определения конфигурации, анализа или проектирования установок преобразования энергии, а также понимание необходимости учета потерь, связанных с теплопередачей, и, возможно, поиска решений для минимизации этих потерь. Цель этой главы - введение в некоторые виды теплообменного оборудования, что необходимо для анализа и проектирования установок преобразования энергии.

Температура является движущей силой теплопередачи, но некоторые свойства материала и рабочие условия также контролируют скорость теплопередачи между двумя областями при различных температурах. В зависимости от режима теплопередачи они могут включать теплопроводность, удельную теплоемкость, удельную массу, скорость и вязкость жидкости и способность излучения поверхности в случае лучевой теплопередачи.

4.1.1 Кондукция

Основным уравнением теплопроводности установившегося процесса является закон Фурье, показанный для одномерного теплового потока в декартовых координатах (где температура в материале T – это отдельно взятая функция отрезка x) и для осесимметричного теплового потока в цилиндрических координатах (где температура в материале T – это взятая отдельно функция радиального отрезка r):

$$\frac{dQ}{dt} = -k A \frac{dT}{dx} = -k(2\pi r L) \frac{dT}{dr} \quad 4.1)$$

где dQ/dt - скорость передачи тепла, k - физическое свойство материала, называемого теплопроводностью, через которую происходит кондукция, условные единицы которой зависят от условных единиц, используемых для других переменных, представленных в Уравнении 4.1, A - площадь поверхности теплопередачи, перпендикулярная тепловому потоку, а L - осевая длина. Теплопроводность различных материалов можно найти в таких справочниках, как «Руководство Маркса для инженеров-механиков» (Аваллоне и др., 2006г.) и «Перри. Руководство инженера-химика» (Грин, 2007г.). Она изменяется в зависимости от температуры, при этом либо указывается допустимый диапазон температур, либо иногда приводят корреляции для корректировки ее значения по отношению к требуемой температуре.

4.1.2 Конвекция

Существует два типа конвекции: естественная и принудительная. Движение жидкости при естественной конвекции обеспечивается за счет различий в плотности в разных областях жидкости, вызванных разницей температур, в то время как при принудительной конвекции, движение передается жидкости с помощью внешних сил. Основное уравнение конвекции, которое подобно закону охлаждения Ньютона приведено ниже:

$$\frac{dQ}{dt} = hA\Delta T \quad 4.2)$$

где dQ/dt - скорость передаваемого тепла, h - константа пропорциональности, известная как коэффициент теплопередачи, условные единицы которого зависят от

условных единиц, используемых для других переменных, показанных в Уравнении 4.2, A - площадь поверхности теплопередачи, перпендикулярная направлению теплового потока, а ΔT - разница температур. Коэффициент теплопередачи соотносится с определенными безразмерными группировками, характеризующими тип потока (ламинарный или турбулентный), направление потока относительно твердой поверхности или возникновение фазового превращения, и определенные физические свойства жидкости в безразмерных группировках. Такие корреляции приведены в стандартных учебниках по теплопередаче, таких как «Теплопередача процесса» (Керн, 1950г.), а также в таких справочниках, как «Руководство Маркса для инженеров-механиков» (Аваллоне и др., 2006г.) и «Перри. Руководство инженера-химика» (Грин, 2007г.). Ниже приведены некоторые примеры ситуаций потока, наиболее часто встречающиеся в теплообменниках поверхностного типа, используемых в энергетических установках, то есть в теплообменниках, использующих твердую поверхность (например, трубы) для постоянного разделения двух жидкостей, обменивающихся теплом. Теплообменники другого типа связаны с непосредственным физическим контактом жидкостями, обменивающимися теплом, и представлены в главе 5, поскольку они, как правило, также предусматривают одновременный массовый перенос (например, градирни и увлажнители).

4.1.2.1 Теплопередача с помощью свободной конвекции от вертикальных и горизонтальных плоских поверхностей Расчеты теплотерь от внешних поверхностей резервуаров, а также стенок печи требуют знания коэффициента теплопередачи для свободной конвекции с таких поверхностей. Для вертикальных поверхностей (охлаждаемых или нагреваемых) это можно рассчитать по следующей корреляции (Дрю и т.д., 1936г.):

$$Nu = c_1 [(Gr) (Pr)]^{c_2} \quad 4.3)$$

где Nu - число Нуссельта, заданное безразмерной группировкой hL / k , Gr - число Грасгофа, заданное безразмерной группировкой $L^3 \rho^2 g \beta \Delta T / \mu^2$, а Pr - число Прандтля, заданное безразмерной группировкой $C_p \mu / k$. Константы $c_1 = 0,13$ и константа $c_2 = 1/3$ для турбулентного диапазона, характеризуемого произведением чисел Грасгофа и Прандтля (также известных как число Рэлея), находящихся в диапазоне $10^9 - 10^{12}$. Константы $c_1 = 0,59$ и $c_2 = 1/4$ для ламинарного диапазона, характеризуемого числом Рэлея в диапазоне $10^4 - 10^9$. Различные переменные, появляющиеся в безразмерных числах:

h = коэффициент теплопередачи

L = высота поверхности

g = ускорение силы тяжести

ΔT = разница температур между поверхностью и жидкостью

k , ρ , β , μ , и C_p = теплопроводность, плотность, коэффициент теплового расширения, вязкость и постоянное давление, удельная теплоемкость постоянного давления жидкости, окружающей поверхности, соответственно.

Для горизонтальных поверхностей, охлаждаемых и обращенных вверх (или нагретых и обращенных вниз), константы, появляющиеся в уравнении 4.3, $c_1 = 0,27$ и $c_2 = 1/4$, для ламинарного диапазона, характеризуемого произведением числа Рэлея, находящегося в диапазоне $10^5 - 10^{10}$ (Инкропера и ДеВитт, 1996г.).

Для горизонтальных поверхностей, охлаждаемых и обращенных вниз (или нагретых и обращенных вверх), константа c , появляющаяся в уравнении 4.3, снова имеет разные

значения (Инкропера и ДеВитт, 1996г.); $c_1 = 0,15$ и $c_2 = 1/3$, для турбулентного диапазона, характеризуемого числом Рэлея, находящимся в диапазоне 10^7 – 10^{11} . Константы $c_1 = 0,54$ и $c_2 = 1/4$ для ламинарного диапазона, характеризуемого произведением числа Рэлея в диапазоне 10^4 – 10^7 .

4.1.2.2 Теплопередача за счет свободной конвекции от горизонтальных труб

Для оценки потерь тепла от внешних поверхностей труб можно использовать уравнение 4.3 для расчета коэффициента теплопередачи для свободной конвекции с использованием констант c_1 и c_2 , предоставленных Морганом (1975 г.) для различного диапазона чисел Рэлея. Однако физические свойства жидкости, окружающей трубу, должны оцениваться на температуре пленки, определенной как среднее арифметическое значение температуры поверхности и объемной температуры жидкости. Черчилль и Чу (1975г.) дают единичную корреляцию, действительную для числа Рэлея, примерно до 10^{12} :

$$Nu \left[0.6 + \frac{0.387 \{ (Gr) (Pr) \}^{1/6}}{\{ 1 + (0.559/Pr)^{9/6} \}^{8/27}} \right]^2$$

4.1.2.3 Передача тепла с помощью принудительной конвекции через трубу

Этот тип потока встречается в таком оборудовании как теплообменник, причем режим потока обычно находится в турбулентной области. Внутренний коэффициент теплопередачи требуется при расчете общего коэффициента теплопередачи, который учитывает теплопередачу от объемной жидкости, протекающей через трубу, к внутренней поверхности стенки трубы, теплопередачу через стенку трубы и, наконец, снаружи стенки трубы к объемной жидкости, протекающей снаружи трубы. Внутренний коэффициент теплопередачи может быть рассчитан по следующей корреляции Диттуса-Боэлтера (МакАдамс, 1942г.):

$$Nu = c_1 Re^{0.8} Pr^{c_2} \quad (4.4)$$

где число Нуссельта $Nu = hD_i / k$, число Рейнольдса $Re = D_i v \rho / \mu$ и число Прандтля $Pr = C_p \mu / k$. Константы $c_1 = 0,023$ и $c_2 = 0,4$ для нагрева, а для охлаждения $c_2 = 0,3$. Различные переменные, встречающиеся в этих безразмерных числах:

h = внутренний коэффициент теплопередачи

D_i = внутренний диаметр трубы

v = скорость жидкости внутри трубки

k , ρ , μ , и C_p = Удельная теплоемкость теплопроводности, плотности, вязкости и удельная теплоемкость постоянного давления жидкости, протекающей через трубу, оценивается по среднему арифметическому значению объемной жидкости, поступающей в трубу и покидающей ее.

Для жидкостей с высокой вязкостью к коэффициенту теплопередачи применяется поправочный коэффициент $(\mu/\mu_s)^{0.14}$, рассчитанный по уравнению 4.4, с μ_s , оцененный при температуре внутренней поверхности трубки, который может быть рассчитан, как объяснено ниже в разделе 4.1.2.9.

4.1.2.4 Передача тепла с помощью принудительной конвекции по пучку труб.

Этот тип потока снова встречается в таком оборудовании как теплообменник, причем режим потока обычно находится в турбулентной области. Требуется как внутренний коэффициент

теплопередачи при расчете общего коэффициента теплопередачи, так и внешний коэффициент теплопередачи. Этот коэффициент внешнего теплообмена может быть рассчитан по следующей корреляции (Колберн, 1933г), которая хорошо работает для 10 или более рядов труб в шахматном порядке и для $10 < Re < 40,000$:

$$Nu = 0.33(Re)^{0.6}(Pr)^{1/3} \quad (4.5)$$

Различные переменные, фигурирующие в безразмерных группировках имеют вид:

$$Nu = hD_o/k \quad Re = D_o/v\rho/\mu \quad \text{и} \quad Pr = C_p \mu/k :$$

h = коэффициент теплопередачи

D_o = наружный диаметр трубки

v = средняя скорость жидкости в наименьшей площади поперечного сечения между трубами, через которые течет жидкость

k , ρ , μ , и C_p = теплопроводность, плотность, вязкость и масса удельной теплоемкости постоянного давления жидкости, протекающей через трубу. Теплопроводность и вязкость оцениваются при средней температуре пленки.

Более обобщенная корреляция для 20 или более рядов труб в шахматном и выровненном расположениях, для $1000 < Re < 2 \times 10^6$ и $0,7 < Pr < 500$, предоставленная Заукаускасом (1987г.), принимает следующую форму:

$$Nu = c_1(Re)^{c_2}(Pr)^{0.36} \left(\frac{Pr}{Pr_s} \right)^{1/4}$$

где значения для c_1 и c_2 были предоставлены для различных геометрических параметров. Все свойства, фигурирующие в безразмерных числах, рассчитываются по среднему арифметическому значению условий на входе и выходе, кроме Pr_s , который основан на свойствах при температуре наружной поверхности трубки. Предоставляются и коэффициенты с поправками для труб менее 20.

4.1.2.5 Теплопередача за счет конденсации вне трубы Пар может конденсироваться на более холодной поверхности, образуя мелкие капли, что называется «капельной конденсацией» или жидкой пленкой на поверхности, или «пленочной конденсацией». Пленочная конденсация чаще встречается в теплообменниках в конденсационной службе и соответствующий коэффициент теплопередачи может быть рассчитан по следующей корреляции, разработанной В. Нуссельтом (Якоб, 1936г.) с $Nu = hL/k$:

$$Nu = c_1 \left(\frac{g\rho_L^2 \lambda_{con} L^3}{\mu_L k_L \Delta T} \right)^{1/4} \quad (4.6)$$

Константа $c_1 = 0,943$ для горизонтальных труб и $0,725$ для вертикальных труб. Различные переменные, появляющиеся в безразмерных группировках::

h = коэффициент теплопередачи

L = высота вертикальной трубки или наружный диаметр трубки горизонтальной трубки

g = ускорение силы тяжести

k_L , ρ_L , μ_L = теплопроводность, плотность и вязкость конденсата (жидкость, образованная из конденсирующихся паров), рассчитанная при его средней температуре (среднее арифметическое значение температуры насыщения и температуры наружных стенок)

$\lambda_{\text{сop}}$ = скрытая теплота конденсации

ΔT = разница между температурой пара (его температурой насыщения) и температурой поверхности наружной трубы

Инкрепера и ДеВитт (1996г.) представляют выражения, подобные уравнению 4.6, но ρ_L^2 заменяется на $\rho_L (\rho_L - \rho_V)$, где ρ_V - плотность паровой фазы, а константа $c_1 = 0,729$ для вертикальных труб. При высоких плотностях паров было бы предпочтительно использовать эти модифицированные выражения.

4.1.2.6 Передача тепла с помощью кипения вне трубы Аналогично конденсации, жидкость может кипеть на более горячей поверхности, образуя паровую пленку, и в этом случае это называется «пленочное кипение» (тепло, передаваемое с поверхности через пленку в объемную жидкость) или образуя пузырьки на участке активных ядер на поверхности, что называется «пузырчатое кипение». Пленочное кипение происходит, когда разность температур между поверхностью и жидкостью очень велика (выше критической температуры) и образующаяся паровая пленка на поверхности образует изоляционный слой, снижающий коэффициент теплопередачи. Этот тип кипения также увеличивает загрязнение труб. Загрязнение состоит из отложений посторонних материалов, которые могут появиться на поверхностях теплообмена во время работы теплообменника. В случае образования пара, вода в котле будет содержать определенное количество растворенных твердых веществ в зависимости от степени ее обработки воды, и эти твердые вещества могут вызывать загрязнение, поскольку вода испаряется и оставляет твердые вещества на поверхности теплообмена.

Теплообменное оборудование при кипячении обычно предназначено для предотвращения пленочного кипения, разве только если этого нельзя избежать из-за очень высоких температур движущих сил. Максимальный тепловой поток, полученный при пузырьчатом кипении за пределами поверхности ряда трубок, можно оценить по следующей зависимости (Пален и Смолл, 1964г.):

$$\left(\frac{Q}{A}\right)_{\text{max}} = \frac{c_1 p \rho_V \lambda_{\text{vap}}}{D_o \sqrt{N}} \left(\frac{g \sigma (\rho_L - \rho_V)}{\rho_V^2} \right)^{1/4} \quad (4.7)$$

Константа $c_1 = 0,43$ в единицах СИ, в то время как различные переменные, фигурирующие в уравнении 4.7, вместе с соответствующими им единицами СИ приведены ниже:

Q = интенсивность теплообмена (Дж/с)

A = площадь поверхности теплообмена (м²)

p = шаг трубки, определяемый как кратчайшее расстояние между двумя соседними трубками (м)

ρ_V и ρ_L = плотность паровой и жидкой фаз (кг/м³)

λ_{vap} = скрытая теплота испарения (Дж/кг)

D_o = наружный диаметр трубки (м)

N = количество трубок

g = ускорение силы тяжести (м/с²)

σ = поверхностное натяжение между жидкой и паровой фазами (Н/м).

Для пленочного кипения коэффициент теплопередачи можно оценить по следующей корреляции (Бромли и др., 1953г.):

$$h = c_1 \left(\frac{k_V^3 \rho_V g \lambda' (\rho_L - \rho_V)}{\mu_V D_o \Delta T} \right)^{1/4} \quad (4.8)$$

$$\lambda' = \lambda_{\text{vap}} \left(1 + \frac{0.4 \Delta T C_{pV}}{\lambda_{\text{vap}}} \right)^2 \quad (4.9)$$

Константа $c_1 = 4,306$ в единицах СИ, в то время как различные переменные, фигурирующие в уравнениях 4.8 и 4.9, вместе с соответствующими им единицами СИ приведены ниже:

h = коэффициент теплопередачи (Дж/с/м²/К)

k_V , μ_V , и C_{pV} = теплопроводность (Дж/с/м/К), плотность (кг/м³), вязкость (Па с) и удельное теплоемкость постоянного давления (Дж/кг/К) паровой фазы

ρ_L = плотность жидкой фазы (кг/м³)

g = ускорение свободного падения (м/с²)

λ' = эффективная разница в теплосодержании пара при его средней температуре и жидкости при температуре кипения (Дж/кг)

D_o = наружный диаметр трубки (м)

ΔT = разница между температурой поверхности трубы и жидкостью в точке кипения (К).

4.1.2.7 Передача тепла с помощью кипения в трубе Кандликер (1990г.) представляет обобщенную корреляцию как для вертикальных, так и для горизонтальных труб, которая учитывает вклады из-за пузырьчатого закипания и конвективных механизмов. Он включает в себя параметр, зависящий от жидкости, в условиях пузырьчатого кипения, чтобы сделать его применимым к различным жидкостям. Предсказательная способность этой обобщенной корреляции для воды и различных хладагентов (которая также может учитываться для низкотемпературных циклов Ренкина) была проверена и дала среднее отклонение около 16% для данных о воде и около 19% для хладагентов. Другие корреляции, приведенные Кандликер (1990г.), могут показывать большую точность, но с ограниченным отношением к числу жидкостей.

4.1.2.8 Передача тепла из труб с ребрами Когда коэффициент теплопередачи наружной трубы низкий, как это может быть в случае с газом низкого давления, трубы с внешними ребрами могут быть использованы для увеличения интенсивности теплообмена на единицу длины трубы, существенно увеличивая площадь поверхности теплообмена. С другой стороны, само ребро увеличивает сопротивление кондуктивной теплопередачи и, как правило, эффективность ребра, определяемая как отношение оребренной скорости теплопередачи к неоребренной должно быть больше 2, чтобы оправдать использование ребра. В качестве упрощенного допущения иногда предполагается, что коэффициент теплопередачи поверхности такой же, как у трубы без оребрения, и тогда учитывается только площадь поверхности более высокого теплообмена, полученная путем добавления ребер. Для более детального анализа графики, представленные в некоторых стандартных

учебниках по теплопередаче, таких как «Процесс теплопередачи» (Керн, 1950г.), могут использоваться для определения коэффициента теплопередачи (а также падения давления) для некоторых типов оребренных труб.

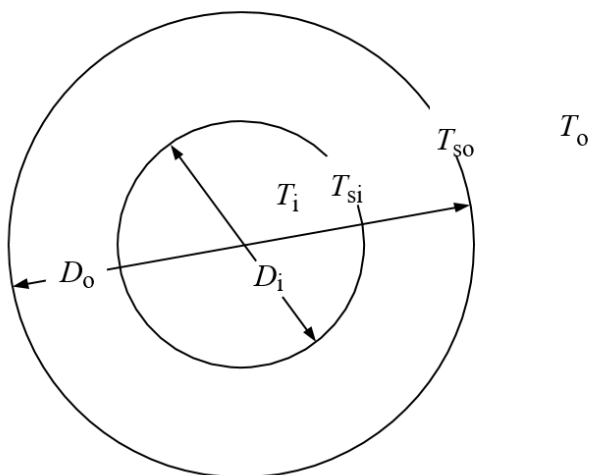


РИСУНОК 4.1 Теплопередача между жидкостями, разделенными стенкой трубы

4.1.2.9 Общий коэффициент теплопередачи для теплообмена между жидкостями, разделенными стенкой труб Рассмотрим установившуюся теплопроводность изнутри к наружной поверхности цилиндрической стенки с конвекцией с обеих сторон стенки, как показано на рисунке 4.1. Общий коэффициент теплопередачи U_o , основанный на площади поверхности внешней трубы A_o , который учитывает сопротивление тепловому потоку от внутренней объемной жидкости при температуре T_i к внутренней поверхности трубки, через стенку трубки, а затем от внешней поверхности трубки к внешней объемной жидкости при температуре T_o , может быть определен как:

$$\frac{dQ}{dt} = U_o A_o (T_i - T_o) \quad (4.10)$$

Уравнение 4.10 может использоваться для расчета интенсивности теплообмена dQ/dt для данной области A_o или области, необходимой для данной интенсивности теплообмена, если известен U_o . U_o можно выразить через известные величины, применяя уравнение 4.1 в цилиндрических координатах для кондукции через стенку трубки после интегрирования по всей толщине трубки (имеющей внутренний и внешний диаметры D_i и D_o) и, применяя уравнение 4.2 для конвекции на внутренней и наружной поверхностях (при температурах T_{si} и T_{so}). В устойчивом состоянии,

$$\begin{aligned} \frac{dQ}{dt} &= U_o A_o (T_i - T_o) = h_i A_i (T_i - T_{si}) = k [A_o / (D_o / 2)] \frac{(T_{si} - T_{so})}{\ln(D_o / D_i)} \\ &= h_o A_o (T_{so} - T_o) \end{aligned}$$

где h_i и h_o - внутренний и внешний конвективный коэффициент теплопередачи между соответствующей жидкостью и поверхностью трубки, а A_i - площадь внутренней поверхности трубки. Исключение T_{si} и T_{so} из вышеприведенной системы уравнений при выражении наружных и внутренних поверхностей трубы на единицу длины через их соответствующие диаметры.,

$$U_o A_o (T_i - T_o) = \frac{1}{\frac{D_o}{h_i D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} + \frac{1}{h_o}} A_o (T_i - T_o)$$

$$U_o = \frac{1}{\frac{D_o}{h_i D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} + \frac{1}{h_o}} \quad (4.11)$$

4.1.2.10 Прямоточный, противоточный и поперечный поток Эти две жидкости могут течь либо в одном и том же направлении внутри оборудования для теплопередачи (или массы), в этом случае его называют конфигурацией «попутный поток», «параллельный поток» или «прямоток», либо в противоположных направлениях, и в этом случае называется конфигурацией «противотока» или взаимно перпендикулярными, и в этом случае он называется конфигурацией «поперечного потока». Преимущество противотока состоит в том, что средняя движущая сила для процесса переноса (включая тепломассоперенос или химические реакции) между двумя жидкостями является самой высокой, а необратимость - самой низкой. Рассмотрим пример, в котором жидкость А должна нагреваться до максимально возможной температуры с использованием второй жидкости В, доступной при температуре T_{hot} . Только в противоположном потоке жидкость А может быть нагрета до температуры, приближающейся к T_{hot} , тогда как в попутном потоке жидкость А может быть нагрета только до температуры, приближающейся к конечной (более низкой) температуре жидкости В после теплопередачи. Обратите внимание, что количество передаваемой тепловой энергии также ограничено потоком, направляющемся прямо.

4.1.2.11 Среднелогарифмическая разность температур В большинстве случаев, когда горячая и холодная жидкости не подвергаются фазовым изменениям, локальная разница температур между горячим потоком и холодным потоком не будет постоянной во всем теплообменнике. Для использования в уравнении 4.10 требуется средняя эффективная разница температур, которая зависит от конфигурации теплообменника. Для простых противоточных теплообменников (где горячая и холодная жидкости текут в противоположных направлениях) и прямоточных (или параллельных потоков) теплообменников (где горячая и холодная жидкости текут в одном и том же направлении), можно показать, что средняя эффективная разница температур является среднелогарифмической разницей температур (LMTD) при следующих условиях: (i) удельная теплота двух жидкостей остается постоянной; (ii) общий коэффициент теплопередачи постоянен; (iii) передача тепла происходит только в радиальном направлении; (iv) потери тепла незначительны; и (v) изменения в потенциальной и кинетической энергии могут быть проигнорированы. Для настоящего противоточного теплообменника, если T_{Ci} и T_{Co} - температуры на входе и выходе холодной жидкости, а если T_{Hi} и T_{Ho} - температуры на входе и выходе горячей жидкости, тогда

$$LMTD = \Delta T_{\text{вх.}} = \frac{(T_{Hi} - T_{Co}) - (T_{Ho} - T_{Ci})}{\ln[(T_{Hi} - T_{Co}) - (T_{Ho} - T_{Ci})]} \quad (4.12)$$

Для конфигураций теплообменника с компоновками потока, которые частично противоточны и частично прямоточны, как в кожухотрубных теплообменниках, которые описаны далее в главе, обычной практикой является вычисление LMTD, как если бы теплообменник находился в реальном противотоке, а затем применить поправочный коэффициент F в уравнении 4.10 следующим образом:

$$\frac{dQ}{dt} = U_o A_o F \Delta T_{in} \quad (4.13)$$

Величина поправочного коэффициента F зависит от конфигурации теплообменника и температуры потока. Значения F для различных схем теплообменника можно найти в виде графиков в стандартных учебниках по теплообмену, таких как «Процесс теплообмена» (Керн, 1950 г.), а также в справочниках, таких как «Руководство Маркса для инженеров-механиков» (Аваллоне и др., 2006 г.) и «Перри. Руководство инженера-химика» (Грин, 2007г.). Как правило, если значение, полученное для F , составляет менее 0,8, это указывает на то, что изначально выбранная конфигурация теплообменника не подходит, и следует выбирать конфигурацию, которая более близка к противотоку, состоящему из большого количества проходов кожуха или нескольких последовательных кожухов. Кожухи теплообменника описаны в разделе 4.2. А пока рассмотрим наличие нескольких кожухов как «разбивку» теплообменника на несколько меньших последовательных теплообменников. Когда встречается нелинейное тепловыделение или поглощение по отношению к температуре жидкости (например, смесь жидкостей из двух или более компонентов, подвергающихся фазовому изменению), необходимо использовать средневзвешенную разницу температур и упрощенный метод Галли (1966г.). Обратите внимание, что в таких ситуациях «температура пережима (минимальная разница температур между двумя жидкостями в любой точке теплообменника) может отсутствовать на входе или на выходе теплообменника». Фактически «перепад температур» (температура холодной жидкости выше, чем температура горячей жидкости) должна проверяться на этапе конфигурации установки/процесса проектирования, а не просто основываться на наличии разумных предельных температурных различий между двумя жидкостями на двух концах обменника.

Пример 4.1. Поверхностный конденсатор с водяным охлаждением пара (часто работающий при давлении ниже атмосферного или «вакууме») для конденсации 100 000 кг/ч отработанного пара из турбины разработан с температурой пережима 5°C (разница в температуре охлаждающей воды, выходящей из конденсатора и температура конденсирующегося пара). Охлаждающая вода, протекающая по трубам теплообменника, подается при 30°C и возвращается в градирню при 40°C (то есть повышение на 10°C или «диапазон») в расчетной точке работы турбины. Если расход пара в турбину снижается на 25%, рассчитайте давление в конденсаторе при пониженном расходе, предполагая, что пар, поступающий в конденсатор, остается при температуре насыщения с качеством (доля пара) 1,0, а скорость потока охлаждающей воды и температура ее подачи остаются постоянными (снижение этой температуры фактически можно ожидать для данного набора условий окружающей среды, если только подача воздуха в градирню не снижается при более низких нагрузках). Пренебрегайте любыми изменениями коэффициента поправок LMTD.

Решение

Деление скорости теплопередачи для непредусмотренного случая (off-design) на теплопередачу для предусмотренного случая (design):

$$\frac{Q_{\text{непред.}}}{Q_{\text{пред.}}} = \frac{U_{\text{непред.}} A_{\text{конд.}} \Delta T_{\text{In,непред.}}}{U_{\text{пред.}} A_{\text{конд.}} \Delta T_{\text{In,пред.}}}$$

Соотношение интенсивности теплообмена в этом случае просто пропорционально расходу пара, $Q_{\text{непред.}} / Q_{\text{пред.}} = 1 - 0.25 = 0.75$.

Можно предположить, что коэффициент теплопередачи со стороны охлаждающей

воды, как видно из уравнения 4.4., остается постоянным, так как скорость потока охлаждающей воды поддерживается одинаковой на внерасчетной точке, в то время как небольшое изменение ее температуры на выходе в расчетной точке оказывает незначительное влияние на ее тепловые свойства. Коэффициент теплопередачи на стороне пара, как видно из уравнения 4.6, можно считать постоянным, поскольку изменение его тепловых свойств будет довольно небольшим из-за небольшого изменения давления/температуры конденсации. Изменение в части ΔT , появляющегося в уравнении 4.6, также снова будет довольно небольшим из-за небольшого изменения конденсации давления/температуры, в то время как изменение температуры на выходе охлаждающей воды в нештатном режиме будет иметь небольшое уменьшение температуры на поверхности стенок труб. Влияние этих изменений еще больше ослабляется показателем степени 0,25 в уравнении 4.6.

Для такого обоснования получаем: $U_{\text{непред.}}/U_{\text{пред.}} = 1$.

Затем температура конденсации пара в расчетной точке рассчитывается путем сложения заданной температуры сжатия 5°C с заданной температурой на выходе охлаждающей воды, равной 40°C , что дает 45°C . Если $T_{\text{H,вых.}}$ обозначает температуру конденсации пара, а $T_{\text{C,вых.}}$ - температура охлаждающей воды на выходе в нештатном режиме, то получаем:

$$\frac{Q_{\text{непред.}}}{Q_{\text{пред.}}} = 0.75 = \frac{\Delta T_{\text{ln,непред.}}}{\Delta T_{\text{ln,пред.}}} = \frac{(T_{\text{H,вх.}} - T_{\text{C,вых.}}) - (T_{\text{H,вых.}} - 30)}{\ln(T_{\text{H,вх.}} - T_{\text{C,вых.}}) / (T_{\text{H,вых.}} - 30)} = \frac{(45 - 40) - (45 - 30)}{\ln[(45 - 40)/(45 - 30)]}$$

Нам необходимо и уравнение баланса энергии для решения двух неизвестных. Это можно записать для охлаждающей воды, отметив, что ее расход m остается постоянным и, пренебрегая в этом случае небольшим изменением удельной теплоемкости C_p воды с температурой, приведенной ниже:

$$\frac{Q_{\text{непред.}}}{Q_{\text{пред.}}} = 0.75 = \frac{m_{\text{непред.}} C_{p_{\text{непред.}}} \Delta T_{\text{непред.}}}{m_{\text{пред.}} C_{p_{\text{пред.}}} \Delta T_{\text{пред.}}} = \frac{T_{\text{C,вых.}} - 30}{(40 - 30)}$$

Решение двух предыдущих уравнений с $T_{\text{H, вх.}} = T_{\text{H, вых.}}$, $T_{\text{C, вых.}} = 37.5^\circ\text{C}$ и $T_{\text{H, вых.}} = 41.5^\circ\text{C}$. Давление насыщенного пара, соответствующее 41.5°C , дает давление в конденсаторе 0,08 бар на этой расчетной точке эксплуатации¹⁵.

4.1.3 Излучение

Когда излучаемая энергия падает на поверхность, часть α может быть поглощена, другая часть ρ отражается, а остальные τ проходят через поверхность.

Тогда по определению,

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad (4.14)$$

¹ Как отмечалось ранее, конденсаторы пара работают при давлении ниже атмосферного; чем ниже давление, тем выше мощность паровой турбины на выходе и ниже температура отвода тепла, соответствующая второму закону эффективности. Один из способов взглянуть на создание вакуума в конденсаторе - рассмотреть значительное уменьшение объема жидкости при переходе из состояния пара в жидкое состояние.

Большинство твердых материалов, встречающихся в технике, непрозрачны, и в этом случае коэффициент пропускания $\tau = 0$, и уравнение 4.14 становится:

$$\alpha + \rho = 1 \quad (4.15)$$

Для абсолютного черного тела коэффициент поглощения $\alpha = 1$, а коэффициент отражения $\rho = 0$. Коэффициент излучения ε для данной длины волны (и температуры), который определяется как отношение лучистой энергии длины излучаемой волны (при этой температуре) к плоской поверхности на единицу площади и единицу времени с помощью абсолютного черного тела идентична способности поглощения. Когда способность излучения не зависит от длины волны и температуры тело называется серым излучателем. Основное уравнение для тепла, излучаемого серой поверхностью, дается обобщением уравнения Стефана – Больцмана:

$$\frac{dQ}{dt} = -\sigma_{SB} \varepsilon_S A T^4 \quad (4.16)$$

где dQ/dt - скорость передачи тепла, σ_{SB} ($= 5,67 \times 10^{-8}$ Дж/с/м²/К⁴) - постоянная Стефана – Больцмана, ε_S - способность излучения поверхности, A - открытая площадь поверхности теплообмена, и T - абсолютная температура поверхности.

Чистая интенсивность теплообмена между двумя черными поверхностями, одна с площадью A_1 при температуре T_1 , а другая с площадью A_2 при температуре T_2 , определяется как:

$$\frac{dQ_{\text{пайд}}}{dt} = \sigma_{SB} A_1 F_{12} (T_1^4 - T_2^4) = \sigma_{SB} A_2 F_{21} (T_1^4 - T_2^4) \quad (4.17)$$

общие факторы, которые не только учитывают геометрическое расположение двух поверхностей, но учитывают не черные поверхности с различной способностью к излучению (и геометрии, которые включают в себя повторное облучение поверхности, соединяющей две поверхности, например где F_{12} (или F_{21}) представляет собой конфигурацию или коэффициент видимости, основанный на области A_1 (или A_2), чтобы учитывать геометрическое расположение двух поверхностей (то есть, «насколько одна поверхность смотрит на другую»). Значения коэффициента конфигурации для различных геометрических схем можно получить из графиков или уравнений, найденных в справочниках, таких как «Руководство Маркса для инженеров-механиков» (Аваллоне и др., 2006 г.) и «Перри. Руководство инженера-химика» (Гриин, 2007г.). В этих руководствах также доступны, внутри печи).

4.1.3.1 Излучение газов Некоторые газы, такие как трехатомные частицы H_2O , CO_2 и SO_2 (обычно встречающиеся в продуктах сгорания) и в меньшей степени двухатомный газ CO , не прозрачны для радиации. Они излучают и поглощают излучение в узкой полосе длин волн, причем излучение и поглощение происходят через все тело газа, которое зависит от количества его молекул, которое при данной температуре пропорционально парциальному давлению газа и измерению размера тела, называемого средней длиной пучка L . Таким образом, средняя длина пучка учитывает влияние геометрии, определяющей объем изотермического газа и его границу, и может быть найдена для различных геометрий в руководствах, таких как «Руководство Маркса для инженеров-механиков» (Аваллоне и др., 2006 г.) и «Перри. Руководство инженера-химика» (Грин, 2007г.). Приблизительные значения

могут быть оценены:

$$L \approx 3.5 \frac{\text{Объем тела}}{\text{Площадь ее поверхности}}$$

Чистый обмен лучистой энергии на единицу площади q_{net} между газом при температуре T_G и черная поверхность, окружающая ее при температуре T_S , определяется как:

$$\frac{dQ_{\text{сеть}}}{dt} = \sigma_{SB} (\varepsilon_G T_G^4 - \alpha_G T_S^4) \quad (4.18)$$

где ε_G и α_G представляют излучательную способность газа (определяемую как отношение излучения от газа к поверхности к излучению от черного тела при той же температуре, что и у газа) и поглощающую способность газа (излучения черного тела от поверхности). Поскольку газ и поверхность не обязательно должны иметь одинаковую температуру, ε_G и α_G не всегда будут идентичными. Коэффициент излучения газа, который зависит от его температуры T_G , произведения парциального давления каждого из видов газа и средней длины пучка, может быть определен из диаграмм и таблиц, представленных в руководствах, таких как «Руководство Маркса для инженеров-механиков» (Аваллоне и др., 2006 г.) и «Перри. Руководство инженера-химика» (Грин, 2007г.). Поглощающая способность может быть принята равной излучательной способности газа, но соответствующей температуре поверхности T_S . Излучательная способность любых взвешенных частиц, таких как частицы сажи, угля, биомассы или золы, должна учитываться и обсуждается в вышеупомянутых руководствах.

4.1.3.2 Потери тепла изолированных труб за счет теплопроводности, конвекции и излучения Рассмотрим изолированную трубу, по которой течет горячая жидкость при средней температуре массы T_i , при этом труба подвергается воздействию окружающего (неподвижного) воздуха при температуре T_o , как показано на Рисунке 4.2. Теплоотдача от горячей жидкости к внутренней стенке трубы при температуре T_{Pi} осуществляется путем конвекции, за которой следует передача тепла к наружной поверхности трубы (теплопроводность k_P) при температуре T_{Po} , затем через изолирующий слой (теплопроводность k_I)

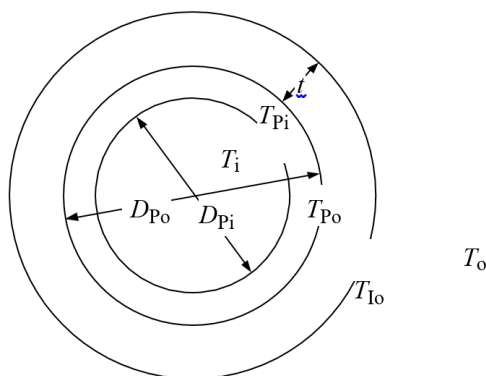


РИСУНОК 4.2 Потеря тепла изолированных труб за счет теплопроводности, конвекции и излучения при температуре наружной поверхности T_{Io} и, наконец, происходит совместный

перенос тепла конвекцией и излучением от внешней поверхности изоляции в окружающий воздух.

Благодаря свободному прохождению излучения через воздух его можно отнести к конвективным тепловым потерям через изоляцию, и, таким образом, общий коэффициент теплопередачи от поверхности изоляции может быть записан как:

$$\frac{dQ}{dt} = h_o A_{Io} (T_{Io} - T_o) + \varepsilon_1 \sigma_{SB} (T_{Io}^4 - T_o^4) \quad (4.19)$$

где h_o – конвективный коэффициент теплопередачи между наружной поверхностью изоляции и окружающим воздухом, A_{Io} и ε_1 – площадь поверхности и излучательная способность наружной поверхности изоляции. Иногда целесообразно заменить член Уравнения 4.19, обозначающий теплопередачу излучением, членом, обозначающим теплопередачу конвекцией:

$$\frac{dQ}{dt} = h_o A_{Io} (T_{Io} - T_o) + h_r A_{Io} (T_{Io} - T_o) \quad (4.20)$$

Далее, общий коэффициент теплопередачи U_o , в зависимости от наружной площади поверхности изоляции A_{Io} рассчитывается по формуле:

$$h_r = \varepsilon_1 \sigma_{SB} (T_{Io}^2 - T_o^2) (T_{Io} - T_o) \quad (4.21)$$

Далее общий коэффициент теплопередачи U_o основан на наружной поверхности изоляции, площадь A_{Io} может быть определена как:

:

$$\frac{dQ}{dt} = U_o A_{Io} (T_i - T_o) \quad (4.22)$$

Уравнение 4.22 может быть использовано для расчета потерь тепла с изолированных труб, если известно значение U_o . U_o может быть выражено через известные величины и определено путем решения системы уравнений, полученных в результате уравнивания интенсивности теплообмена через различные участки при стационарном режиме:

$$\begin{aligned} \frac{dQ}{dt} &= U_o A_{Io} (T_i - T_o) = h_i A_{Pi} (T_i - T_{Pi}) = k_p A_{Io} \frac{(T_{Pi} - T_{Po})}{(D_{Io}/2) \ln(D_{Po}/D_{Pi})} \\ &= k_1 A_{Io} \frac{(T_{Po} - T_{Io})}{(D_{Io}/2) \ln(D_{Io}/D_{Po})} = (h_o + h_r) A_{Io} (T_{Io} - T_o) \end{aligned} \quad (4.23)$$

где D_{Pi} и D_{Po} – внутренние и наружные диаметры трубы и $D_{Io} = D_{Po} + 2t$, t – толщина изоляции.

Выражение U_o может быть определено, как было показано ранее, для теплообмена при стационарном режиме между жидкостями, разделенными стенкой трубки, в результате чего:

$$U_o = \frac{1}{\frac{D_{Io}}{h_i D_{Pi}} + \frac{D_{Io} \ln(D_{Po}/D_{Pi})}{2k_p} + \frac{D_{Io} \ln(D_{Io}/D_{Po})}{2k_1} + \frac{1}{h_o + h_r}} \quad (4.24)$$

Однако, “коэффициент теплопередачи излучения” h_r включает в себя неизвестное значение T_{Io} , которое можно вычислить с помощью метода итерации, взяв значение T_{Io} и

вычислив h_r , используя Уравнение 4.21, затем подставив его значение в Уравнение 4.24 для вычисления U_o , а затем рассчитав dQ/dt с помощью уравнений 4.20 и 4.22, и, наконец, проверив совпадают ли два значения dQ/dt . Процедуру расчета можно значительно упростить, если использовать значения для $h_o + h_r$, сведенные в таблицу для наружных диаметров, D_{io} и разности температур, $T_{io} - T_o$ (Якоб и Ховкинс, 1957).

Пример 4.2 Рассчитайте потери тепла горизонтальной стальной трубы диаметром 6 дюймов (номинальный диаметр, соответствующий наружному диаметру $D_{Po} = 6,625$ дюйма или 16,83 см) и длиной 6 м с толщиной изоляции 2,5 см (или $D_{Io} = 21,83$ см) с теплопроводностью изоляционного материала $k_1 = 0,061$ Дж/с/м/С. Поверхность трубы имеет постоянную температуру $T_{Po} = 225$ °С, а температура окружающего воздуха $T_o = 20$ °С.

Решение

Из Уравнения 4.23,

$$\frac{dQ}{dt} = k_1 A_{Io} \frac{(T_{Po} - T_{Io})}{(D_{Io}/2) \ln(D_{Io}/D_{Po})} = (h_o + h_r) A_{Io} (T_{Io} - T_o)$$

и

$$h_o + h_r = k_1 \frac{(T_{Po} - T_{Io})}{(D_{Io}/2) \ln(D_{Io}/D_{Po}) (T_{Io} - T_o)} \quad (4.25)$$

В предыдущем уравнении общий коэффициент теплопередачи конвекцией и излучением $h_o + h_r$ и температура наружной поверхности изоляции T_{Io} были неизвестными величинами, и метод итерации будет использован следующим образом:

1. Если взять значение $T_{Io} = 50$ °С, тогда $T_{Io} - T_o = 50 - 20$ °С = 30 °С, и подставив его в Уравнение 4.25 вместе с заданными значениями, получим, $h_o + h_r = \frac{(0,061)(225-45)}{\left(\frac{21,83}{2 \times 100}\right) \ln\left(\frac{21,83}{16,83}\right)(30)} = 12,9$ Дж/с/м/С/. Но путем интерполяции табличных значений, заданных для различных диаметров труб, D_{Io} и разности температур $T_{Io} - T_o$ (Якоб и Ховкинс, 1957), $h_o + h_r = 10,9$ Дж/с/м/С/.

2. Если взять значение $T_{Io} = 55$ °С, тогда $T_{Io} - T_o = 55 - 20$ °С = 35 °С, и подставив его в Уравнение 4.25 вместе с заданными значениями, получим, $h_o + h_r = \frac{(0,061)(225-45)}{\left(\frac{21,83}{2 \times 100}\right) \ln\left(\frac{21,83}{16,83}\right)(35)} = 11,1$ Дж/с/м/С/. Но путем интерполяции табличных значений, заданных для различных диаметров труб, D_{Io} и разности температур $T_{Io} - T_o$ (Якоб и Ховкинс, 1957), $h_o + h_r = 11,1$ Дж/с/м/С/, что совпадает со значением, рассчитанным ранее.

Тогда потеря тепла равна:

$$\frac{dQ}{dt} = (h_o + h_r) A_{Io} (T_{Io} - T_o) = (11,1) \left(\pi \times \frac{21,83}{100} \times 6 \right) (35) = 1,6 \text{ (кДж/с)} \quad \frac{dQ}{dt} = 16 \text{ (кДж/с)}$$

4.2 ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В данном разделе рассматривается теплообменное оборудование, предназначенное для передачи тепловой энергии между двумя жидкостями без непосредственного контакта двух жидкостей друг с другом. Передача тепла в такого рода теплообменниках осуществляется через барьер, который не позволяет смешиваться двум жидкостям; в качестве барьера в кожухотрубных теплообменниках, которые описаны ниже, выступают

трубки. Далее речь идет о теплообменниках с воздушным охлаждением, которые состоят из трубок, но не имеют кожуха. В заключение описывается оборудование, в котором используются трубки для передачи тепла, например, котлы-утилизаторы (КУ). Как указывалось ранее, теплообмен при прямом контакте жидкостей друг с другом обычно также включает в себя массообмен между двумя жидкостями. Данные виды работ блока¹⁶ и используемое оборудование рассматриваются в Главе 5.

Теплообменники должны быть спроектированы с учетом подверженности жидкостей загрязнению. Факторами, которые могут влиять на скорость загрязнения, являются температура, материалы конструкции и шероховатость поверхности. Создается дополнительное сопротивление теплопередаче, которое снижает производительность теплообменника. При достаточно большом количестве отложений сокращается площадь поперечного сечения потока жидкости в результате чего для поддержания свободного движения жидкости в теплообменнике требуется дополнительный перепад давления. Для расчета общего коэффициента теплопередачи необходимо учитывать дополнительное термическое сопротивление отложений, а также следует принять во внимание необходимые механические устройства, обеспечивающие легкую очистку загрязненных поверхностей.

Допустимые уровни загрязнения определяются в значительной степени с учетом опыта, но таблицы со стандартными значениями сопротивлений для различных жидкостей доступны в Стандартах Ассоциации производителей трубчатых теплообменников (2007). Данная Ассоциация является торговой ассоциацией производителей кожухотрубных теплообменников, на протяжении более 60 лет выступающей инициатором проведения исследований и занимающейся разработками теплообменников. Данная ассоциация разработала правила и руководство по проектированию такого типа теплообменников.

Пример 4.3. Парогенератор предназначен для регенерации тепла из дымовых газов, получаемых при сжигании природного газа. Газ вытекает из труб, в то время как внутри труб будет генерироваться пар. Наружный диаметр трубок составляет 50,8 мм, а толщина – 7,75 мм. Рассчитайте увеличение площади поверхности теплообмена в теплообменнике с учетом загрязнения. Предположим, что коэффициент загрязнения (определяется как сопротивление теплопередаче, вызванное слоем отложений, или является значением, обратно пропорциональным соответствующему коэффициенту теплопередачи) со стороны газа составляет 0,00025 м²°С ч/кДж, а со стороны пара – 0,000025 м²°С ч/кДж, а общий коэффициент теплопередачи без загрязнения составляет 250 кДж/м²/°С/ч.

Решение

Учитывая дополнительное сопротивление из-за загрязнения на внутренней поверхности трубок h_{fi} и на наружной поверхности трубок h_{fo} при расчете общего коэффициента теплопередачи, заданного Уравнением 4.11, значение общего коэффициента теплопередачи равно:

$$U_{fo} = \frac{1}{\frac{D_o}{h_i D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} + \frac{1}{h_o} + \frac{D_o}{h_{fi} D_i} + \frac{1}{h_{fo}}}$$

Увеличение площади поверхности теплообмена рассчитывается формулой:

¹⁶ Работа блока – это основной этап (или подсистема) в общем процессе, включающем физические изменения, такие как нагрев или охлаждение (теплопередача), разделение (массообмен). С другой стороны, единичный процесс связан с химическими изменениями.

$$\begin{aligned}
 \frac{A_{fo}}{A_o} - 1 &= \frac{U_o}{U_{fo}} - 1 = \frac{\frac{D_o}{h_i D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} + \frac{1}{h_o} + \frac{D_o}{h_{fi} D_i} + \frac{1}{h_{fo}}}{\frac{D_o}{h_i D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} + \frac{1}{h_o}} - 1 \\
 &= \frac{\frac{D_o}{h_{fi} D_i} + \frac{1}{h_{fo}}}{\frac{D_o}{h_i D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} + \frac{1}{h_o}} \\
 &= U_o \left(\frac{D_o}{h_i D_i} + \frac{1}{h_{fo}} \right)
 \end{aligned}$$

Подставляя данные значения коэффициента внутреннего загрязнения $\frac{1}{h_{fi}} = 0.000025$ м²°С ч/кДж, коэффициента наружного загрязнения $\frac{1}{h_{fo}} = 0.000025$ м²°С ч/кДж, внутреннего диаметра трубы $D_i = 50,8 - 2 \times 7,75 = 35,3$ мм, наружного диаметра трубы $D_o = 50,8$ мм в формулу, представленную выше, получим $\frac{A_{fo}}{A_o} - 1 = 250 \left(\frac{0.000025 \times 50,8}{35,3} + 0.000025 \right) = 0.07$ или увеличение на 7 %.

4.2.1 Кожухотрубные теплообменники

Для более широкомасштабного применения используются кожухотрубные теплообменники с несколькими трубками в кожухе, и зачастую теплообменник может включать в себя несколько таких кожухов.

Каждый кожух состоит из большого цилиндрического сосуда, состоящего из пучка трубок, при этом одна жидкость перемещается в трубках (жидкость в трубном пространстве), а другая перемещается по пучку трубок (жидкость в межтрубном пространстве). Трубки могут быть (продольно) ребристыми для увеличения площади поверхности теплообмена. Пучки трубок могут быть съемными или несъемными в зависимости от способа применения.

Поперечные перегородки используются для контроля за направлением потока жидкости в трубном пространстве к пучку трубок, что увеличивает турбулентность и, следовательно, интенсивность теплообмена, они используются и для обеспечения механической поддержки трубок. Доступны различные типы перегородок такие как сегментные перегородки, которые наиболее часто используются в конструкциях кожухотрубных теплообменников, а также дисковые и кольцевые перегородки. Расстояние и дистанция между перегородками определяются в зависимости от необходимой степени механической опоры для труб и перепада давления в кожухе. Соединительные тяги и распорки используются для надежного удержания перегородок и промежуточных перегородок в заданном положении. Продольная перегородка может быть установлена для разделения кожуха и создания двух проходов для жидкости в трубном пространстве. Отражательные перегородки представляют собой пластины, расположенные рядом с входными патрубками кожуха, предназначенные для защиты пучка трубок от перерезания, точечной коррозии или эрозии под действием взвешенных частиц или высокоскоростного потока жидкостей, а также для распределения жидкости, попадающей в трубки.

4.2.1.1 Съемные трубные пучки

Существует два типа съемных пучков: U-образные трубки и плавающие головки.

Теплообменники с U-образными трубками являются наиболее экономичными из-за простейшей конструкции съемных пучков. Прямые трубы изогнуты в форме буквы U и приварены с одной стороны к трубной решетке. Участок U-образного пучка труб может свободно расширяться в кожухе, что устраняет необходимость в компенсаторе для снятия напряжений в результате термического расширения. Данный тип теплообменника может использоваться в установках, требующих чрезвычайно высокого давления с одной стороны. Конструкция позволяет расположить входной патрубок кожуха за U-образными коленами, что исключает необходимость в термоотбойнике. Однако, данный тип теплообменников подходит только для эксплуатации, не предусматривающей проведение ремонта, так как отдельные трубы трудно заменить в случае разрыва трубы; только трубы во внешних рядах могут быть беспрепятственно заменены. Как правило, предусмотрено только четное число ходов по трубам, и в большинстве случаев в промышленности используются теплообменники с четным числом ходов по трубам. На Рисунке 4.3 изображена схема данного типа кожухотрубного теплообменника с двумя ходами в кожухе, разделенными с помощью продольной перегородки («теплообменник с 2–4 ходовым исполнением», где 2 означает число ходов в кожухе и 4 означает число ходов по трубам). Эти две жидкости попадают в теплообменник и движутся в противоточных направлениях, но кожух с его поперечными перегородками направляет поток жидкости в межтрубном пространстве к пучку труб в котле для большего значения коэффициента теплопередачи.

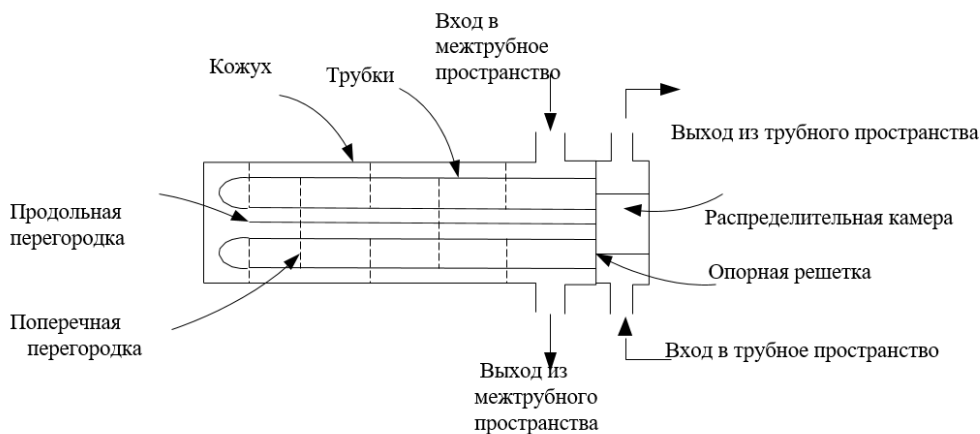


РИСУНОК 4.3 Кожух и трубчатый теплообменник с U-образными трубками

Теплообменники с плавающими головками используются на заводах, где проводится регулярное техническое обслуживание. Такого рода теплообменники имеют прямые трубы, закрепленные на обоих концах в опорных решетках. Одна опорная решетка может свободно перемещаться, обеспечивая тем самым дифференциальное тепловое расширение между пучком труб и кожухом. Пучки труб могут быть удалены для проверки, замены и внешней очистки труб. Распределительные камеры в трубном пространстве, крышки камеры, прокладки также могут быть отремонтированы и заменены, также могут быть очищены внутренние поверхности трубок. В теплообменнике «с сальниковым уплотнением» (ТЕМА тип АЕР) с плавающей головкой межтрубное пространство герметизируется узлом уплотнения, зажатого уплотнительным кольцом. Уплотнение позволяет плавающей трубной решетке свободно двигаться. Поскольку уплотнение контактирует только с жидкостью в межтрубном пространстве, жидкости внутри кожуха и в межтрубном пространстве не смешиваются в случае утечки через уплотнение. Допустимые значения давления уплотнения в межтрубном пространстве составляют 600 фунтов на кв. дюйм и 600 °F (манометр 4140 кПа и 316 °C) при безопасном использовании, поскольку возможна утечка жидкости с межтрубного

пространства в окружающую среду. В теплообменнике с плавающей головкой с «фонарным кольцом уплотнения» (ТЕМА типа AJW) жидкости в межтрубном пространстве и трубном пространстве герметизируются отдельными кольцами уплотнения (или уплотнительными кольцами), разделенными фонарными кольцами, снабженными выпускным отверстием, так что утечка через любое сальниковое уплотнение будет осуществляться наружу. Ширина трубной решетки должна быть достаточной для двух уплотнений, фонарного кольца и дифференциального теплового расширения. Небольшая юбка иногда прикрепляется к плавающей трубной решетке для обеспечения опорной поверхности для уплотнений и фонарных колец. Допустимые значения давления 150 фунт/кв.дюйм и 500 Ф (манометр 1030 кПа и 260 °C). Данные конструкции не применимы в тех случаях, когда недопустима утечка жидкости в межтрубном и трубном пространствах или, где не допускается смешивание жидкости в межтрубном и трубном пространствах.

Кроме того, данная конструкция ограничена одним или двумя проходами в трубах. Теплообменник с плавающей головкой с «протянутым пучком» (обычно ТЕМА¹⁷ типа АКТ) имеет отдельную головку, прикрепленную болтами непосредственно к плавающей трубной решетке, причем трубная решетка и головка предназначены для скольжения через кожух, а также пучок труб, который может быть удален без необходимости разрушения любых соединений на плавающем конце.

Требования к зазору между крайними трубами и внутренней стенкой кожуха должны предусматривать как уплотнение, так и болты на плавающей решетке труб. При нечетном числе проходов патрубков должен располагаться от крышки плавающей головки до крышки кожуха. Соединения с уплотнением или внутренние сильфоны используются в качестве компенсаторов дифференциального теплового расширения, так и для удаления трубных пучков. Применяются в случае, если смешивание жидкостей из межтрубного и трубного пространства не представляет опасности, если происходит повреждение внутренней прокладки между плавающей трубной решеткой и ее головкой.

В теплообменниках с плавающей головкой «с кольцевыми прокладками» (ТЕМА тип AES) крышка плавающей головки присоединена к плавающей трубной решетке при помощи болтового соединения с разрезной кольцевой прокладкой. Крышка плавающей головки находится внутри крышки кожуха и для того, чтобы демонтировать теплообменник для удаления пучка труб в неподвижном режиме необходимо сначала демонтировать крышку кожуха, а затем разрезную кольцевую прокладку, а затем крышку плавающей головки. Патрубок должен располагаться от крышки плавающей головки до крышки кожуха для теплообменников с нечетным числом проходов трубки. Как правило, данный тип кожухотрубного теплообменника является самым дорогостоящим.

Не следует использовать теплообменники с плавающей головкой, если перепад давления в межтрубном и трубном пространстве превышает примерно 500–1000 фунтов на кв. дюйм (около 3400–6900 кПа) из-за потенциальной утечки (например, через внутреннюю прокладку), и вместо этого должны использоваться U-образные пучки.

4.2.1.2 Несъемные пучки (фиксированная трубная решетка) Это наиболее популярный типом теплообменников для менее масштабных применений является теплообменник, состоящий из прямых труб, закрепленных на обоих концах в трубных решетках и приваренных к кожуху. Конструкция теплообменника может включать съемные крышки распределительных камер (ТЕМА тип AEL), крышки распределительных камер в виде колпака (ТЕМА тип BEM) и встроенные трубные решетки (ТЕМА тип NEN) и

³ ТЕМА имеет обозначения для стандартных конструкций теплообменников. Для кожухотрубных теплообменников обозначения состоят из трех букв, где первая буква обозначает переднюю неподвижную головку теплообменника, вторая буква обозначает тип корпуса и третья буква обозначает заднюю торцевую головку теплообменника.

обеспечивает максимальную защиту от утечки жидкости с межтрубного пространства в окружающую среду, также диаметр кожуха меньше, чем у других типов кожухотрубных теплообменников для заданной площади поверхности теплообмена, количества труб, их диаметра и длины, а также количества проходов труб, что делает теплообменники относительно недорогими. Отсутствие съемного пучка затрудняет механическую очистку межтрубного пространства, следовательно, применение теплообменников ограничено из-за невозможности проведения технического обслуживания. Напряжения, вызванные дифференциальным тепловым расширением, снижаются с помощью компенсатора (сильфона).

4.2.1.3 Виды кожухов. Существуют различные типы кожухов. Широкое распространение получили одноходовые, двухходовые кожухотрубные теплообменники (ТЕМА типа Е), но их использование ограничено областями применения, где отсутствует перепад температур. Двухходовые кожухотрубные теплообменники (ТЕМА типа F) используются в тех случаях, когда перепад температур неизбежен из-за технологических особенностей, а ограничения по размерам площади исключают использование двух или более кожухов, расположенных последовательно. Данный тип кожухов доступен со съемными и несъемными продольными перегородками. Основной проблемой при использовании съемных продольных перегородок является утечка жидкости через зазор между продольной перегородкой и кожухом, что может снизить эффективность теплообменника в зависимости от величины утечки. Продольные уплотнительные гребни необходимы для предотвращения утечки жидкости. В тех случаях, когда теплопередача в межтрубном пространстве не контролируется и требуется низкий перепад давления в межтрубном пространстве, может использоваться кожух с разделением потока и с разветвлением потока (ТЕМА типы кожухов G, H, J и X).

4.2.1.4 Трубное пространство

В обрабатывающей промышленности в Соединенных Штатах обычно используются трубы диаметром 3/4, 1, 1½ и 2 дюйма при стандартной толщине стенки трубы от 18 до 10 бирмингемских сортаментов проводов (толщина стенки трубы часто измеряется в бирмингемских сортаментах проводов). Трубы диаметром 1 дюйм обычно используются, когда есть вероятность загрязнения, потому что трубы меньшего размера трудно очищать механически. Максимальная длина трубы для большинства производителей в США составляет около 40 футов (12,2 м), но стандартная длина труб составляет 8 футов (2,4 м), 10 футов (3 м), 12 футов (3,7 м), 16 футов (4,9 м) и 20 футов (6,1 м), при этом более длинные трубы в большинстве случаев менее дорогостоящие, поскольку меньшее количество труб, трубные решетки и фланцев меньшего размера требуются для одинаковой площади поверхности теплообмена. Для чистых потоков или при возможности проведения химической очистки трубок, а минимизация перепада давления в межтрубном пространстве не является критически важной, предпочтительны трубки меньшего диаметра, поскольку площадь поверхности больше для данного диаметра пучка.

4.2.1.5 Шаг труб и схема. Шаг труб - это самое короткое расстояние между центрами труб, расположенных рядом, а зазор - это самое короткое расстояние между двумя трубами. В большинстве кожухотрубных теплообменниках шаг в 1,25–1,5 раза больше диаметра трубы, а минимальный зазор обычно составляет 3/16 дюйма (4,76 мм). Для схемы трубки используется квадратный или треугольный рисунок.

4.2.1.6 Материалы. Трубы, кожух и крышка кожуха обычно изготавливаются из углеродистой стали, кроме случаев, когда предпочтительно использование редких металлов

в зависимости от условий процесса и характеристик конструкции. Облицовка для кожуха из углеродистой стали может быть выполнена из более редких металлов для снижения стоимости. Материалы конструкции перегородок, соединительных тяг и распорок аналогичны материалам, из которых изготавливаются кожухи.

4.2.1.7 Распределение труб. Выбор жидкостей, которые должны течь в межтрубном или трубном пространстве, важен с точки зрения эксплуатационных и капитальных затрат. Ниже перечислены некоторые факторы, которые необходимо учитывать в процессе выбора. Возможно, необходимо принять во внимание технические характеристики в случае наличия противоречий при выборе жидкости:

1. Вязкая текучая среда (жидкость) – как правило, более высокая интенсивность теплообмена достигается, когда среда с более высокой вязкостью течет по межтрубному пространству.

2. Токсичные среды (жидкости) – Как правило, токсичные среды должны находиться в межтрубном пространстве при использовании двойной трубной решетки, чтобы минимизировать вероятность утечки.

3. Расход текучей среды (жидкости) – Более экономичной конструкцией считается конструкция, в которой текучая среда с более низким расходом течет в межтрубном пространстве, поскольку турбулентное течение может быть достигнуто при значительно более низких скоростях с использованием поперечных перегородок.

4. Многофазная среда – течет по межтрубному пространству.

5. Коррозионная среда – Более экономичной конструкцией считается конструкция, в которой коррозионная среда течет в межтрубном пространстве, поскольку трубы должны быть изготовлены из более дорогого сплава.

6. Охлаждающая жидкость – в теплообменниках с водяным охлаждением охлаждающая жидкость обычно размещается в межтрубном пространстве, чтобы избежать коррозии, которая может возникнуть из-за образования карманов и отложений в точках застоя, вызванных перегородками. Кроме того, очистка от загрязнений в трубном пространстве осуществляется менее затруднительно.

7. Загрязняющая жидкость – Повышенные скорости имеют тенденцию уменьшать загрязнение, и, таким образом, среда с более высокой склонностью к загрязнению располагается в трубном пространстве. Кроме того, химическая очистка для удаления загрязнений обычно может быть более эффективной в трубном пространстве, в то время как прямые трубы можно очищать без необходимости удаления пучка труб.

8. Жидкость с высокой температурой размещается в трубном пространстве, так как только трубы должны быть изготовлены из более дорогого сплава, чтобы противостоять высокой температуре.

9. Жидкость с более высоким давлением размещается в трубном пространстве, поскольку трубы со значительно меньшими диаметрами имеют значительно меньшие кольцевые напряжения. Кроме того, среда в трубном пространстве подвергается большему падению давления, угроза абсолютного падения давления для жидкости с более высоким давлением менее опасна.

10. Перепад давления - Среда с более низким доступным перепадом давления обычно размещается в пространстве трубы.

4.2.1.8 Теплообменники типа «труба в трубе» Данный тип теплообменников можно рассматривать как специальный тип кожухотрубных

теплообменников с трубой большего размера, который используется для формирования кожуха, трубами меньшего размера, ребристыми или ребристыми трубами, содержащимися внутри.

Теплообменник может состоять из U-образных труб, и в этом случае он называется U-образным теплообменником. Теплообменники типа «труба в трубе» используются, когда необходимая площадь поверхности теплообмена небольшая, примерно менее 50 м², или при высоком давлении. Стандартные конструкции обычно используются в пределах давления до 5000 фунтов на квадратный дюйм (345 бар изб.) в трубном пространстве и до 500 фунтов на квадратный дюйм (34,5 бар изб.) в межтрубном пространстве, при этом доступны специальные конструкции для еще более высоких значений давления. Поскольку реальный противоположный поток достигается в теплообменнике данного типа «перепад температуры на концах теплообменника» (насколько близко одна среда приближается к температуре другой среды) может быть намного ниже, чем в обычных теплообменниках с кожухами и трубами, логарифмический коэффициент поправки равен единице. Кроме того, очистка, проверка и замена трубок упрощается благодаря простой конструкции теплообменника этого типа. Преимущество конструкции с U-образной трубкой состоит в том, что исключается потребность в компенсаторе.

4.2.1.9 Поверхностный конденсатор Особый тип кожухотрубного теплообменника с водяным охлаждением, который является важной частью паровой установки, в основе работы которого лежит цикл Ренкина. Он увеличивает рекуперацию энергии от паровой турбины, обеспечивая постоянный вакуум на выходе турбины, позволяя регенерировать конденсат пара. Отходящий пар турбины конденсируется в межтрубном пространстве, а охлаждающая жидкость в пространстве трубы отводит тепло. Устройство включает в себя оборудование (пароструйный эжектор или более эффективные механические вакуумные «насосы») для отвода неконденсирующихся веществ (O₂ и CO₂), которые в противном случае могут накапливаться в межтрубном пространстве и повышать давление. Конденсат собирается в «конденсатосборнике» и перекачивается обратно в деаэратор (для удаления растворенных газов, таких как кислород и диоксид углерода в воде, которые могут вызвать коррозию). Кожух может быть разной формы, например, круглой, овальной, прямоугольной или совмещать несколько форм, в то время как конденсатосборник может иметь цилиндрическую форму или форму ванны.

4.2.1.10 Ребойлеры. Эти типы теплообменников используются в массообменном оборудовании, таком как ректификационные и отпарные колонны, которые используются для отделения компонентов от потока, содержащего два или более компонентов. Эти типы колонн обеспечивают тесный контакт между паром, текущим вверх, и средой, стекающей вниз через уплотнение или несколько тарелок, чтобы улучшить массообмен компонентов между двумя потоками, в то время как ребойлер обеспечивает тепловую энергию, необходимую для разделения. Он обеспечивает необходимое количество паров, проходящих через колонну, в то же время выпаривая большую часть более летучих компонентов, чтобы способствовать процессу разделения. Данный процесс рассматривается в главе 5. Большинство ребойлеров имеют конструкцию с кожухом и трубами и обычно конденсирующийся пар обеспечивает тепловую энергию, но могут использоваться и другие источники тепла, такие как термальное масло или Dowtherm™, а в некоторых случаях топливные печи также могут быть использованы в качестве ребойлеров. Существуют различные типы ребойлеров, которые описаны ниже.

В однопроводном термосифонном ребойлере жидкость из нижнего поддона колонны течет непосредственно в ребойлер при производстве жидкого продукта на дне. Поток жидкости через ребойлер зависит от гидростатической движущей силы и, следовательно, от

термосифона. Движущая сила в виде гидравлического давления должна преодолевать полное падение давления в контуре. Однопроходные ребойлеры могут быть как горизонтальными, так и вертикальными и могут иметь кипящую жидкость в межтрубном и трубном пространстве. В рециркуляционном термосифонном ребойлере текущая сфера из нижнего поддона смешивается с жидкой фракцией возвратного потока ребойлера и рециркулируется обратно в качестве сырья для ребойлера. Данный тип ребойлера (с перегородкой на дне колонны) обычно предпочтительнее, чем прямоточный, поскольку гидравлическая конструкция не является обязательным условием. Другим типом ребойлера является котел-ребойлер, который обычно используется при необходимости в широком диапазоне возможностей регулировки или когда требуется поток с высоким качеством пара, выходящий из ребойлера. Эти ребойлеры, как правило, стоят дороже, чем ранее описанные ребойлеры, из-за большого размера корпуса и требований к объему продукта. Ребойлеры с прокачкой или принудительной циркуляцией, как правило, имеют самую высокую стоимость и используются при работе с вязкой средой или при сильном загрязнении и могут включать или не включать рециркулируемую жидкость. В таблице 4.1 приведены преимущества и недостатки различных типов ребойлеров, которые устанавливаются за пределами колонны.

4.2.2 Пластинчатые теплообменники

В конструкции пластинчатых теплообменников предусмотрены металлические гофрированные пластины для передачи тепла между двумя жидкостями. Главное преимущество теплообменников данного типа заключается в том, что жидкости подвергаются воздействию гораздо большей площади поверхности теплообмена, поскольку жидкости распределяются по пластинам. Данные теплообменники в основном используются для передачи тепла от жидкости к жидкости, но также могут использоваться для передачи тепла от жидкости к газу. Пластины спрессованы вместе, образуя узкие каналы (обычно шириной $<1,5$ мм), через которые текут по очереди горячие и холодные жидкости. Пластины могут быть уплотнены, приварены или спаяны вместе в зависимости от применения и сжаты вместе в жесткой раме для образования параллельных каналов потока. Сужение каждого канала позволяет большему количеству жидкости вступать в контакт с поверхностью пластины и, следовательно, позволяет улучшить интенсивность теплообмена. Гофры также способствуют турбулентному потоку в жидкости, что увеличивает коэффициент теплопередачи. Конструкция данных теплообменников может быть экономичной для очень небольшого перепада температуры между входящим и исходящим потоками, всего $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, тогда как в кожухотрубных теплообменниках он обычно достигает $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ или более, поскольку общий коэффициент теплопередачи может превышать в три-четыре раза коэффициент кожухотрубного теплообменника. Эти теплообменники используются в условиях низкой температуры, например, на установках для разделения воздуха и на заводах по сжижению природного газа, чтобы максимизировать «рекуперацию холода» и, следовательно, эффективность процесса. Они также часто используются в сетях централизованного теплоснабжения, поставляющих горячую воду от ТЭЦ, о чем говорится в главе 10. Восстановление тепла из геотермальной жидкости часто осуществляется с помощью этого типа теплообменника. Небольшой размер теплообменника также является преимуществом при необходимости в уменьшении требуемой площади участка, занимая 50% от площади, требуемой для размещения кожухотрубного теплообменника. Ограничения в использовании этого типа теплообменника обусловлены ограничениями на максимально допустимую температуру жидкости, которая определяется материалом прокладки и давлением; максимальная расчетная температура и давление составляют около 400°F (200°C) и 300 фунтов на квадратный дюйм (21 бар). Падение давления в теплообменнике этого типа выше, чем в кожухотрубном теплообменнике, что также может накладывать

ограничения на его использование.

ТАБЛИЦА 4.1 Преимущества и недостатки различных типов внешних ребойлеров

Преимущества	Недостатки
• Соответствует теоретической части • Устойчивый режим работы и удобство управления • Широкий диапазон изменения параметров • Высота нижнего звена колонны • Соответствует теоретической части • Устойчивый режим работы и удобство управления • Широкий диапазон изменения параметров • Высота нижнего звена колонны	• Низкий и умеренный коэффициент теплопередачи • Более высокая тенденция загрязнения • Низкая продолжительность притока • Необходимость в дополнительных трубках • Более высокая стоимость • Большая площадь участка • Более высокое время пребывания в нагретой зоне, что может привести к ухудшению качества жидкостей, чувствительных к температуре • Может не подходить для агрессивной рабочей жидкости, так как она будет в межтрубном пространстве и, таким образом, будет воздействовать на металлы в межтрубном и трубном пространстве.
• Одноходовые соответствуют теоретической части • Меньшее количество труб и более простое расположение • Интенсивность теплообмена может быть высокой из-за более высокой скорости циркуляции • Низкая тенденция к загрязнению из-за более высокой скорости • Короткое время пребывания в нагретой зоне, что позволяет избежать ухудшения качества чувствительных к температуре жидкостей • Более низкая стоимость, чем у котла-ребойлера • Меньшая площадь участка • Может не подходить для агрессивной рабочей жидкости, так как она будет в межтрубном пространстве и, таким образом, будет воздействовать на металлы в межтрубном и трубном пространстве. • Одноходовые соответствуют теоретической части	• Обслуживание и чистка могут быть затруднены • Высота, превышающая необходимую высоту нижнего звена колонны • Ограниченные характеристики и предрасположенность к нестабильности • Может не подходить для работы в критических условиях, поскольку разница в плотности жидкости и пара обеспечивает движущую силу для рециркуляции
• Одноходовые соответствуют теоретической части • Интенсивность теплообмена может быть умеренно высокой	• Высота, превышающая необходимую высоту нижнего звена колонны, но меньше чем у вертикального термосифона (продолжение на обратной стороне)

ТАБЛИЦА 4.1 Преимущества и недостатки различных типов внешних ребойлеров

Преимущества	Недостатки	Тип
Короткое время пребывания в нагретой зоне, что позволяет избежать ухудшения качества чувствительных к температуре жидкостей • Более низкий перепад давления, чем у вертикального типа • Более длинные трубы могут быть использованы для снижения стоимости • Упрощ. Обслуживание, чем у вертикального типа; может использоваться съемный пучок труб • Более низкая стоимость, чем у котла-бойлера • Интенсивность теплообмена может быть высокой из-за более высокой скорости циркуляции • Низкая тенденция к загрязнению из-за более высокой скорости циркуляции • Низкое время пребывания в нагретой зоне, что позволяет избежать ухудшения качества чувствительных к температуре жидкостей • Высота юбки ниже, чем у верт. термосифона, • Меньшая площадь участка, но доп. участки для насосов • Может не подходить для агрессивной рабочей жидкости, так как она будет в межтрубном пространстве и, таким образом, будет воздействовать на металлы в межтрубном и трубном пространстве. Для жидкости высокой вязкости • Интенсивность теплообмена из-за высокой скорости циркуляции • Интенсивность теплообмена из-за высокой скорости циркуляции • Тенденция к загрязн. низк. из-за выс. скор. цирк. • Низкое время пребывания в нагретой зоне, что позволяет избежать деградации чувствительных к температуре жидкостей • Высота юбки ниже, чем у гориз. термосифона, • Более длинные трубы могут быть использованы для снижения стоимости • Упрощ. обслуживание, чем у вертикального типа; может использоваться съемный пучок труб • Для жидкости высокой вязкости	• • Ограниченный диапазон изменения параметров и подверженность неустойчивости • Дополнительные трубы, превышающее число у вертикального типа - Необходимо пространство большего размера, чем для вертикального типа • Тенденция к загрязнению может быть выше, но не такая высокой, как у котла-ребойлера • Металл как на кожухе, так и на трубе подвергается воздействию коррозионной рабочей жидкости, из-за ее присутствия в межтрубном пространстве • Обслуживание и чистка могут быть затруднены - Требуются дополнительные трубы из-за рециркуляционных насосов • Более высокие эксплуатационные расходы за счет мощности насоса • Более высокие капитальные затраты, чем у соответствующего типа термосифона, из-за дополнительного использования насосов, но рециркуляционных насосов • Необходимо пространство большего размера, чем для вертикального типа • Более высокие эксплуатационные расходы за счет мощности насоса • Более высокие капитальные затраты, чем у соответствующего типа термосифона, из-за дополнительного использования насосов, но ниже, чем у котла-ребойлера • Металл как на кожухе, так и на трубе подвергается воздействию коррозионной	Котел-ребойлер Вертикальный термосифон Горизонт.термосифон

Тип

Вертик.ребойлер с
принуд. цирк.Горизонт. Ребойлер с
принуд цирк

4.2.3 Теплообменники воздушного охлаждения

Данный тип теплообменников используется для охлаждения жидкости с помощью воздуха. Воздух течет по пучку ребристых труб, через которые протекает охлажденная жидкость. Ребра, обычно сделанные из алюминия, используются для обеспечения расширенной поверхности, чтобы компенсировать относительно низкий коэффициент теплопередачи со стороны воздуха. Конденсаторы с воздушным охлаждением используются вместо поверхностных конденсаторов с водяным охлаждением в географических местах, где ощущается нехватка воды. Воздух вытягивают через теплообменник вентилятором принудительного надува или вытяжным вентилятором. В конструкции с принудительным надувом пучки труб расположены на стороне нагнетания вентилятора, в то время как в конструкции с искусственной тягой пучки труб расположены на стороне всасывания вентилятора. Радиатор автомобиля является примером вертикальной установки теплообменника с воздушным охлаждением с принудительной тягой. Однако в промышленности чаще всего используются горизонтально расположенные устройства воздушного охлаждения. В конструкции большинства установок используются устройства принудительного надува; однако, существует множество преимуществ для использования устройства с принудительной тягой, которые необходимо учитывать. Преимущества конструкций с принудительной тягой: немного меньшее энергопотребление, поскольку воздух, поступающий в вентиляторы, более холодный; доступность механических компонентов для технического обслуживания и легкая адаптация к рециркуляции теплого воздуха в холодном климате во избежание переохлаждения. Недостатками являются плохое распределение воздуха, повышенная вероятность рециркуляции горячего воздуха из-за более низкой скорости нагнетаемого воздуха и отсутствия вытяжной трубы (рециркуляция воздуха может быть в некоторой степени ограничена использованием «ограждений» между отсеками) и низкий уровень естественной тяги в случае отказа работы вентилятора. Преимущества конструкций с принудительной тягой: более эффективное распределение воздуха; меньшая возможность рециркуляции горячего воздуха на впуск; они более устойчивы к поломкам вентилятора, так как эффект естественной тяги намного выше. Недостатками являются более высокая мощность вентилятора, так как теплый воздух поступает в вентилятор, а детали привода вентилятора менее доступны в случае проведения технического обслуживания. Охлаждающие устройства регулярно производятся в Соединенных Штатах с длиной труб от 6 до 50 футов (1,8–15,2 м) и в отсеке (отсек состоит из одного или нескольких пучков труб) шириной от 4 до 30 футов (1,2–9,1 м). Из-за ограничений по доставке наиболее часто используется ширина 4,3 м (14 футов). Использование более длинных труб обычно способствует уменьшению затрат на производство конструкции; обычно используются трубы длиной 30 или 40 футов (9,1–12,2 м) труб.

4.2.4 Котлы-утилизаторы (КУ)

Котлы-утилизаторы являются теплообменниками, специально спроектированными для рекуперации тепла из горячего выхлопного газа под давлением, близким к атмосферному давлению, двигателя внутреннего сгорания или газовой турбины, для генерирования пара, который можно использовать в процессе эксплуатации, например, на ТЭЦ, или для запуска паровой турбины, как в комбинированном цикле, описанном в Главе 9. Рекомендуется изучить данный раздел по КУ после изучения Главы 9. КУ состоят из теплообменных трубок, расположенных внутри кожуха с прямоугольным сечением и без огнеупорной футеровки из-за значительно более низких температур по сравнению с котлом, работающим на огне. Поток горячего газа выходит за пределы трубок, и теплопередача осуществляется за счет конвекции. В зависимости от типа парового цикла, могут быть предусмотрены змеевики или трубки нагрева воды для питания котлов (в змеевиках «подогревателя»), испарения воды (в змеевиках «испарителя»), перегрева образующегося пара (в змеевиках «пароперегревателя»), а также подогрева пара (в змеевиках «пароперегревателя»), выходящего из цилиндра высокого давления паровой турбины, прежде чем снова вводить его в паровую турбину.

КУ меньшего размера часто предназначены для вертикальной подачи газа (по горизонтальным трубам), с целью экономии пространства, но КУ большого размера должны быть рассчитаны на горизонтальный поток газа (по вертикальным трубам). Однопроходные КУ спроектированы так, чтобы вода для питания котлов полностью испарялась в змеевиках испарителя, остальные КУ предназначены для естественной циркуляции воды и питания котлов из парового барабана через змеевики испарителя. Паровой барабан также служит для отделения пара от воды, возвращающейся из змеевиков испарителя. КУ с давления в 1 контуре производят пар под одним давлением и, следовательно, имеют только один паровой барабан. КУ в 3 контуре давления с паровым циклом перегрева состоит из трех секций: секции с более низкой температурой, которая вырабатывает насыщенный пар низкого давления, который затем перегревается и предварительно нагревает воду для питания котлов; секция с промежуточной температурой, которая производит насыщенный пар среднего давления, который затем перегревается и дополнительно нагревает воду для питания котлов; и секцию с более высокой температурой, которая производит насыщенный пар высокого давления, который также перегревается, и подогреватель, который нагревает пар из секции высокого давления паровой турбины перед тем, как он поступает в секцию промежуточного давления паровой турбины. Каждая из этих секций имеет паровой барабан, соединенный с соответствующим змеевиком испарителя. Пар высокого давления перегревается в значительной степени не только для того, чтобы избежать попадания капель воды в паровую турбину, но также для повышения эффективности цикла Ренкина, как обсуждалось в главах 8 и 9.

Трубы в КУ обычно ребристые из-за низкого внешнего коэффициента теплопередачи. Однако змеевики пароперегревателя высокого давления не могут быть ребристыми, если существует возможность окисления ребер из-за газа, протекающего по этим трубам при гораздо более высокой температуре, тогда как внутренний коэффициент теплопередачи не такой высокий, как в испарителе. Внутренний коэффициент теплопередачи для нагревателя примерно в 10 раз, для испарителя примерно в 50–200 раз и для перегревателя высокого давления примерно в 20 раз больше внешнего коэффициента теплопередачи.

В некоторых КУ предусмотрены дополнительное или канальное сжигание, которое состоит из горелок для выработки тепла для производства большего количества пара, которое может использоваться на ТЭЦ, или иногда для выработки дополнительной мощности в паровой турбине (когда паровая турбина, другое соответствующее оборудование и трубопроводы предназначены для большего потока пара).

4.2.5 Котлы и подогреватели для сжигания топлива

Паровые и водогрейные котлы используются для сжигания природного газа, сжиженного нефтяного газа, газа на полигонах, дистиллятного масла, остаточной нефти или угля, чтобы обеспечить тепло для образования пара или нагретой технологической жидкости.

Когда топливо представляет собой жидкость, используется распылитель, чтобы избежать разлива топлива на печи, что может привести к созданию опасной ситуации, поскольку чем меньше размер капель, тем выше эффективность сгорания.

Природный газ обычно используется в качестве топлива для розжига, которое создает небольшое пламя при зажигании основного топлива для агрегатов, оснащенных растопочной газовой горелкой, которая в свою очередь загорается с помощью трансформатора. Когда топливо представляет собой жидкость, используется распылитель, чтобы избежать разлива топлива на печи, что может привести к созданию опасной ситуации, поскольку чем меньше размер капель, тем выше эффективность сгорания.

Природный газ обычно используется в качестве топлива для розжига, которое создает небольшое пламя при зажигании основного топлива для агрегатов, оснащенных растопочной газовой горелкой, которая в свою очередь загорается с помощью трансформатора. Размеры котлов варьируются в зависимости от сферы использования: для коммерческих установок с тепловой нагрузкой менее 10 ГДж/ч, до промышленных установок с тепловой нагрузкой примерно от 10 до 250 ГДж/ч, до бытовых котлов, чья нагрузка оценивается выше 250 ГДж/ч, что подробно описывается в главе 8.

4.2.5.1 Конструкция жаровой трубы

В котлах с жаровыми трубами продукты горения, образующиеся при сгорании газообразного, жидкого или твердого топлива, проходят через трубки, в то время как пар вырабатывается из воды для питания котла в межтрубном пространстве. Котлы с жаровыми трубами обычно используются для сравнительно небольшой производительности пара до 12 000 кг/ч и низкого или среднего давления пара до 18 бар. Большинство котлов с жаровыми трубами из-за их маленького размера могут поставляться как «сборные блоки», что приводит к экономии затрат.

4.2.5.2 Конструкция водяных труб

В котлах с докритическим давлением в трубах вода для питания котла протекает через трубы, где определенный объем воды меняет фазу, и поступает в барабан потока котла для отделения пара. Необходимое тепло вырабатывается за счет продуктов сгорания снаружи труб. Эти котлы используются, когда скорость потока пара и его давление высоки, как у крупногабаритных и энергетических котлов. Многие из этих котлов также упаковываются, если они работают на масле и/или газе, тогда как упакованные агрегаты встречаются реже, если они работают на твердом топливе. Водотрубные котлы водяных труб включают в себя радиационную секцию, где трубы получают почти все свое тепло за счет излучения от пламени сжигаемого топлива, за которым следует более прохладная конвекционная секция, где теплообмен происходит за счет конвекции. Трубы в радиационной секции расположены вертикально или горизонтально вдоль огнеупорной стенки, но на расстоянии от изоляции таким образом, что энергия излучения может быть отражена на заднюю часть трубок для поддержания равномерной температуры стенки трубы. Трубки в конвекционной секции обычно ребристые для улучшенной теплопередачи, за исключением первых нескольких рядов труб в нижней части конвекционной секции, поскольку они подвергаются воздействию значительного количества излучения от пламени. Эти трубы обеспечивают экранирование от воздействия излучения на остальные трубы в конвекционной секции. Большие котлы оснащены вентиляторами с искусственной тягой и вытяжными вентиляторами. Воздух для

горения нагнетается в котел вентилятором с искусственной тягой, в то время как вытяжной вентилятор помогает потоку дымовых газов попадать в дымовую трубу, причем размеры вентиляторов подбираются так, чтобы давление внутри самого котла было близко к атмосферному (небольшой вакуум, чтобы избежать воздействия вытекающих горячих газов в качестве меры безопасности).

Конструкция бойлера прямого нагрева аналогична конструкции котлов водяных труб, за исключением того, что технологическая жидкость, которую нужно нагреть, протекает через трубы. Конструкции печи различаются в зависимости от их функциональности, количества передаваемой тепловой энергии (режим нагрева), типа топлива и способа подачи воздуха для горения. Горелки могут быть расположены в камерах, которые нагревают определенный набор труб, и могут быть установлены на полу, на стене или на крыше. Горелки в вертикальной цилиндрической печи расположены в полу и поднимаются вверх. В качестве топлива обычно используется природный газ или мазут.

ЛИТЕРАТУРА

- Avallone E, Baumeister T, Sadegh A, editors. *Marks' Standard Handbook for Mechanical Engineers*. 11th ed. New York: McGraw-Hill; 2006.
- Bromley LA, Leroy NR, Robbers JA. Heat transfer vx. forced convection film boiling. *Ind Eng Chem* 1953;44(12):2639-2646.
- Churchill SW, Chu HH. Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a horizontal cylinder. *Int J Heat Mass Transf* 1975;18(9):1049-1053.
- Colburn AP. A method of correlating forced convection heat transfer data and a comparison with fluid friction. *Trans Am Inst Chem. Eng* 1933;29:174.
- Drew TB, Hottel HC, McAdams WH. Heat transmission. *Trans Am Inst Chem Eng* 1936;32:271.
- Green DW, editor. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 8th ed. New York: McGraw-Hill; 2007.
- Gulley DL. How to calculate weighted MTD's. *Hydrocarb Process* 1966;45(6):116-122.
- Incropera FP, DeWitt DP. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. New York: John Wiley & Sons, inc.; 1996.
- Jacob M. Heat transfer in evaporation and condensation. *Mech Eng* 1936;58:643-729.
- Jakob M, Hawkins GA. *Elements of Heat Transfer*. 3rd ed. New York: John Wiley & Sons, inc.; 1957.
- Kandlikar SG. A general correlation for saturated two-phase flow boiling heat transfer inside horizontal and vertical tubes. *J Heat Transf* 1990;112(1):219-228.
- Kern DQ. *Process Heat Transfer*. New York: McGraw-Hill; 1950.
- McAdams WH. *Heat Transmission*. 2nd ed. New York: McGraw-Hill; 1942.
- Morgan VT. The overall convective heat transfer from smooth circular cylinders. *Adv Heat Transf* 1975;11:199-264.
- Palen JW, Small W. A new way to design kettle and internal reboilers. *Hydrocarb Process* 1964;46(11):199-208.
- Tubular Exchanger Manufacturers Association. *Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association*. 9th ed. New York: Tubular Exchanger Manufacturers Association; 2007.
- Zukauskas A. Heat transfer from tubes in cross-flow. *Adv Heat Transf* 1987;18:87.

5

Массообменные аппараты и химические реакторы

5.1 ОСНОВЫ МАССООБМЕНА

Массоперенос играет важную роль в установках преобразования энергии, таких как установки совместного производства, а также электростанции, использующие «грязное топливо» или тепловые двигатели. В операциях по очистке газа, предусматривающих промывку жидкими растворителями или такими реагентами как сероочистка синтез-газа (установки совместного производства), или в операциях по очистке топочного газа (энергетические установки, работающие на «грязном» топливе), принимает участие процесс массопередачи (в данном случае загрязняющего вещества) из газа в жидкость. Другим примером является градирня, используемая для отвода тепла установки, в которой вода для охлаждения после нагревания в установке остывает при взаимодействии с окружающим воздухом. Часть охлаждающей воды испаряется в воздух. В дополнение к переносу массы жидкого газа, перенос массы между другими фазами также имеет промышленное значение. Передача массы жидкость-жидкость используется в процессах экстракции, примером тому служит дегидратация этанола, однако в наши дни дегидратацию этанола осуществляют с использованием адсорбции, которая опять же является массосбменным процессом с участием жидкости и твердого вещества. Адсорбция используется при сушке газов, а также при разделении H_2 от синтез-газа, O_2 от воздуха в небольших системах разделения воздуха и при удалении загрязнений как из газов, так и из жидкостей. Например, десульфурация природного газа осуществляется с использованием частиц активированного угля. Сушка древесной биомассы, например, также представляет собой процесс переноса массы (и тепла), при котором вода, содержащаяся в древесине, в конечном итоге, претерпевает перенос в фазу пара. Массоперенос также играет очень важную роль в гетерогенных химических реакциях.

В каталитических реакторах, в зависимости от условий работы, размеры реактора могут контролироваться кинетикой реакции, массопереносом или их сочетанием. Массоперенос позволяет собирать реагенты вместе, а затем удалять продукты из зоны реакции, чтобы освободить место для свежих реагентов и продолжения процесса.

Внутри жидкостей существует два типа процессов массопереноса: диффузионный массоперенос или молекулярная диффузия (происходит, когда жидкости находятся в неподвижном состоянии или в ламинарном потоке), и конвективный массоперенос, который происходит, когда жидкости находятся в турбулентном потоке. В случае сушки древесины диффузионный механизм участвует в миграции связанной воды через клеточную стенку. В промышленной сушилке для древесины, в которой используется сушильная среда, такая как топочный газ, конвективный механизм осуществляет внешний массоперенос влаги в фазу топочного газа.

Химический потенциал является истинной движущей силой массопереноса, но для представления этой движущей силы может использоваться концентрация для идеальных жидкостей и парциальное давление для идеальных газов. Для адсорбентов движущая сила может быть принята за долю активных центров (где происходит адсорбция), занятой на твердой поверхности при направлении массопереноса от твердого тела к жидкости, тогда как доля активного участка в концентрации не занята на твердой поверхности при направлении массопереноса от жидкости к твердому телу. Существует также несколько свойств материала и рабочих условий, которые влияют на скорость массопереноса, а в случае газожидкостного массопереноса - такие свойства, как коэффициент диффузии, вязкость, плотность массы, поверхностное натяжение и скорость жидкости. Другими важными факторами, влияющими на скорость массопереноса, являются площадь раздела доступной жидкости и степень рассеивания одной жидкости в другой. При массопереносе между двумя несмешивающимися жидкостями площадь массопереноса можно увеличить путем включения уплотнения в канал потока, тогда как степень дисперсии может быть увеличена путем перемешивания или барботирования (в случае газа). При массопереносе между жидкостью и твердым телом скорость передачи может быть увеличена за счет уменьшения размера твердых частиц и, что более важно, за счет увеличения площади поверхности внутри пор, то есть превращения твердого вещества в высокопористое, где локализуется большая часть поверхности.

Цель этой главы - введение в основные уравнения массопереноса, за которыми следуют методы проектирования основных типов массопереносного оборудования, а также реакторов, которые могут встречаться в установках преобразования энергии, что важно для анализа и проектирования таких систем. Более подробную информацию по этой тематике можно найти в таких книгах, как «*Mass Transfer Operations*» (Treybal, 1980a), «*Separation Processes*» (King, 2013a), «*Chemical Reaction Engineering*» (Levenspiel, 1972a) и «*Chemical and Catalytic Reaction Engineering*» (Carberry, 1976a).

5.1.1 Молекулярная диффузия

Молекулярная диффузия регулируется процессом случайного блуждания, включающим перенос молекул из области более высокой концентрации в область более низкой концентрации, и такая диффузия отдельных молекул также обуславливает переносное движение молекул.

Определяющим уравнением устойчивого состояния молекулярной диффузии, аналогичное теплообмену, является первый закон Фика для одномерного потока в декартовых координатах, движущихся со средней молярной скоростью смеси

$$J_A = -D_{AB} \frac{dC_A}{dz} = -C_{\text{общ}} D_{AB} \frac{dy_A}{dz} \quad (5.1)$$

где J_A представляет собой молярную скорость потока на единицу площади, перпендикулярно направлению диффузии или молярному потоку компонента A на единицу площади, диффундирующую в среду B , где D_{AB} - физическое свойство двойной системы, называемое коэффициентом диффузии или диффузией, единицы которого зависят от единиц, используемых для других переменных, указанных в уравнении 5.1, C_A - молярная концентрация компонента A , $C_{общ}$ - (общая) молярная концентрация смеси, y_A - мольная доля компонента A , а z - длина вдоль направления диффузии. Коэффициент диффузии различных двоичных систем исчисления можно найти в «*Поллинг и соавт.*» (2001) наряду с методами оценки коэффициента диффузии. В справочнике инженера-химика Перри (*Perry's Chemical Engineers' Handbook, Green, 2007*) также описаны методы оценки коэффициента диффузии. Он изменяется в зависимости от температуры, а при газах с давлением имеются корреляции для корректировки его значения при некоторых условиях. При диффузии в многокомпонентных смесях используется эффективный коэффициент диффузии, который определяется на основе двоичных коэффициентов диффузии диффузионного компонента и каждого другого вида. Эквивалентная форма уравнения 5.1 для постоянных координат в условиях мольной доли компонента A :

$$N_A = -C_{общ} D_{AB} \frac{dy_A}{dz} + y_A (N_A + N_B) \quad (5.2)$$

где N_A и N_B - молярные потоки компонентов A и B относительно постоянных координат. Второе слагаемое в правой части уравнения 5.2 связано с чистым молярным объемным потоком.

При постоянной диффузии в одном направлении и принятии линейных профилей распределения концентрации для толщины δ , уравнение 5.2 можно записать в виде:

$$N_A = \frac{C_{общ} D_{AB}}{\delta} \Delta y_A + y_A (N_A + N_B) \quad (5.3)$$

где Δy_A - изменение мольной доли компонента A по толщине δ .

5.1.2 Конвективный перенос

Механизм переноса массы в промышленных процессах, в том числе при контакте газа (пара) с жидкостью, как в декарбонизирующем скруббере с синтез-газом, где частицы растворимого газа (CO_2) переходят из пара в жидкую фазу, включает конвективный перенос. Перенос пара через парожидкостную поверхность может быть смоделирован как прохождение через застойные пары и жидкостные пленки, присутствующие на каждой стороне поверхности. Сопротивление переносу массы в основном контролируется этими застойными пленками. Граница парожидкостной поверхности по существу не обеспечивает сопротивления переносу массы, в то время как механизм переноса из объемного пара в застойную паровую пленку, а затем из застойной жидкостной пленки в объемную жидкость осуществляется вихрями, и соответствующие процессы переноса происходят гораздо быстрее. Поскольку пленки являются застойными, механизм переноса массы внутри пленок является диффузионным и в постоянном состоянии, уравнение 5.3 может быть применено к процессу переноса в каждой из пленок как:

$$N_A = k_V (y_A - y_A^{int}) + y_A (N_A + N_B) = k_L (x_A^{int} - x_A) + x_A (N_A + N_B) \quad (5.4)$$

где $k_V = (C_{общ,V} D_{AB} \delta_V)$ и $k_L = (C_{общ,L} D_{AB} \delta_L)$ для паровых и жидкостных пленок и называются коэффициентами массопереноса газа и жидкости, y_A и x_A - объемные концентрации компонента A в паровой и жидкой фазах, тогда как y_A^{int} и x_A^{int} - соответствующие концентрации на границе поверхности. Другая форма коэффициентов массопереноса, k_{CV} и k_{CL} также используется на основе концентраций и определяется как:

$$N_A = C_{общ,V} k_{C,V} (y_A - y_A^{int}) + y_A (N_A + N_B) = C_{общ,L} k_{C,L} (x_A^{int} - x_A) + x_A (N_A + N_B) \quad (5.5)$$

5.1.3 Адсорбция

В системе жидко-твердого адсорбента явление адсорбции заключается в связывании молекул с твердой поверхностью. При абсорбции поглощаемые частицы (абсорбируют) входят в абсорбирующую фазу, образуя раствор, при этом участвует весь объем абсорбирующей фазы, тогда как адсорбция ограничена поверхностью адсорбента. В зависимости от природы жидкого компонента и твердой поверхности связывание при адсорбции может происходить из-за слабых ван-дер-ваальсовых сил (физическая сорбция) или ковалентной связи (хемосорбция) или из-за электростатического притяжения. Обычно адсорбция слаба и обратима, и повышение температуры или снижение парциального давления адсорбированных частиц уменьшает количество адсорбированного вещества. Таким образом, регенерация адсорбента при высвобождении частиц, адсорбированных в виде отдельного потока из потока сырья, может быть достигнута путем увеличения температуры, и в этом случае процесс называется адсорбцией с изменением температуры или путем снижения парциального давления, то есть адсорбцией колебания давления. Поскольку это поверхностное явление, хороший адсорбент должен иметь очень высокую площадь поверхности, доступную на единицу массы адсорбента, как в случае с обычными промышленными адсорбентами, такими как активированный уголь. Большая часть его поверхности покрыта порами (обычно макроскопических пор от поверхности до внутренней части твердой ветви в несколько микроскопических пор). Катализаторы химических реакций также имеют поверхностные явления, адсорбцию реагентов и десорбцию продуктов, а количество катализатора, необходимое для химического реактора, может быть значительно уменьшено путем увеличения его внутренней поверхности, то есть внутри пор.

Полуэмпирическая модель, выраженная уравнением 5.6, была получена Ленгмюром и широко используется из-за своей простоты и ее применимости для огромного числа систем.

$$\theta = \frac{KC_i}{1 + KC_i} \quad (5.6)$$

Где θ представляет собой долю участков, покрытых адсорбированными молекулами в равновесии, K - коэффициент, который является функцией температуры для данной системы адсорбата и адсорбента, а C_i - представляет собой молярную концентрацию адсорбата i в жидкости (или парциальное давление в случае идеального газа). Модель основана на предположениях о том, что все участки адсорбции эквивалентны, каждый участок может вместить только одну молекулу, которая не взаимодействует с другими адсорбированными молекулами и не подвергается фазовым переходам, поверхность является однородной, и образуется только монослой на максимальном уровне адсорбции. Уравнение 5.6 можно получить, если предположить, что скорость адсорбции пропорциональна движущей силе C_i и доле участков поверхности, доступных для адсорбции $(1 - \theta)$, тогда как скорость десорбции пропорциональна доле занятых участков поверхности (θ) . В состоянии равновесия скорость адсорбции = скорость десорбции:

$$k_{\text{адсорб}} C_i (1 - \theta) = k_{\text{десорб}} \theta \quad (5.7)$$

где $k_{\text{адсорб}}$ и $k_{\text{десорб}}$ являются константами скорости. Затем, заменив $k_{\text{адсорб}} / k_{\text{десорб}}$ на K в уравнении 5.7 и перегруппировав, получим уравнение 5.6, которое можно использовать для определения количества адсорбента, о чем речь будет идти в этой главе в разделе «Жидкие и твердые системы». Другие модели были разработаны для систем, в которых неприменимо какое-либо из этих допущений, к примеру модель Ленгмюра-Фрейндлиха, заданная уравнением 5.8, где ξ - индекс (или мера) неоднородности, и модель ВЕТ для систем, в которых адсорбированные молекулы действительно образуют многослойность (*Брунауэр и соавт., 1938г*)

$$\theta = \frac{K C_i^\xi}{1 + K C_i^\xi} \quad (5.8)$$

5.2 ГАЗОЖИДКОСТНЫЕ СИСТЕМЫ

5.2.1 Виды процессов переноса массы

5.2.1.1 Абсорбция. Поглощение газа заключается в переносе компонента или компонентов из газовой фазы в жидкую фазу. Газ контактирует с жидкостью, чтобы растворить один или несколько компонентов газовой смеси в жидкости. Процесс абсорбции обычно выполняется в сосуде в форме колонны с жидкостью, вводимой сверху, и паром, вводимым снизу, при этом жидкость стекает вниз под действием силы тяжести. Колонна оснащена внутренними элементами для увеличения площади поверхности, доступной для переноса массы между двумя фазами, как описано далее в этой главе. Перемешиваемые сосуды также используются для процесса абсорбции газа в тех случаях, когда отношение газа к жидкости является низким или, когда жидкость содержит взвешенное твердое вещество, такое как катализатор, или микроорганизм, как в процессе ферментации (например, для получения C_2H_5OH).

Газ рассеивается в виде пузырьков через жидкость, содержащуюся в перемешиваемом сосуде. Примером использования сосудов с мешалкой является окисление $CaSO_3$, образующееся в процессе десульфурации дымовых газов, до стабильного $CaSO_4$ (гипса), который более стабилен для утилизации или при кладке сухих стен. Хотя этот процесс не является чисто физическим процессом, поскольку происходит химическая реакция, массоперенос играет очень важную роль, поскольку существует необходимость объединения реагентов. В зависимости от типа компонентов и соотношения жидкости и газа тепло, выделяемое при поглощении (тепло раствора), может быть достаточно значимым для повышения температуры жидкой фазы и при проектировании поглотителя. Также может возникнуть переохлаждение, где охлаждающий змеевик, вставленный в колонку или установленный во внешний теплообменник, охлаждается, а затем повторно вводится в колонку для продолжения процесса абсорбции.

Примером абсорбции газа является десульфурация и / или декарбонизация синтез-газа с использованием растворителя *Selexol™*, как показано на Рисунке 5.1 (*Palla, 2009г*). Этот процесс описан в Главе 9, но на данный момент достаточно наблюдать два абсорбера, показанных последовательно, один для десульфурации синтез-газа, а другой для обезуглероживания синтез-газа (синтез-газ после дальнейшей обработки, такой как увлажнение и предварительный нагрев может сжигаться в газе турбины как в комбинированном цикле комплексной газификации, описанном в главе 9). Газ контактирует противотоком с растворителем, состоящим из смеси диметилловых эфиров

полиэтиленгликоля, для переноса преимущественно H_2S в первом абсорбере в жидкую фазу и для переноса CO_2 во втором абсорбере в жидкую фазу. Другим примером абсорбции газа является декарбонизация дымовых газов на угольной котельной, как показано на Рисунке 5.2 (*Реди и соавт., 2008г.*), где топочный газ контактирует с растворителем, состоящим из водного моноэтаноламина (МЭА), для передачи CO_2 в жидкую фазу. Этот процесс описан в главе 8, но на данный момент достаточно наблюдать две последовательно расположенные секции в колонне: одну для поглощения CO_2 , а другая для промывки дымового газа перед его попаданием в атмосферу. Эта вторая секция в дополнение к вымыванию капель жидкого амина из дымового газа может также поглощать загрязняющие пары в водную фазу.

5.2.1.2 Стриппинг. Стриппинг представляет собой обратную абсорбцию, включающую перенос компонента или компонентов, растворенных в жидкой фазе, в газовую фазу. Жидкость контактирует с паром или газом (таким как N_2 в зависимости от того, что получается из компонентов, удаленными из жидкой фазы), чтобы перенести один или несколько компонентов в жидкой фазе в паровую фазу. Процесс десорбции обычно выполняется в колонне с жидкостью, вводимой сверху, и десорбентом (паром или газом), вводимым снизу, при этом жидкость стекает вниз под действием силы тяжести. Когда в качестве десорбера используется пар, его часть конденсируется по мере продвижения вверх по колонне, обеспечивая тепло, необходимое для отделения или десорбции. Пример такого типа работы связан с ранее упомянутой десульфуризацией и/или декарбонизацией синтез-газа с использованием растворителя Selexol™, как показано на Рисунке 5.1, или декарбонизацией дымовых газов с использованием процесса амина, показанного на Рисунке 5.2. Насыщенный растворитель, отделяющийся от абсорбера, освобождается с помощью пара для переноса растворенных газов (H_2S и/или CO_2) в паровую фазу и, таким образом, регенерирует растворитель для возможности его повторного использования в процессе абсорбции. Другим примером процесса стриппинга является удаление загрязняющих веществ, таких как NH_3 и H_2S , из сточной («кислой») воды, образующейся на установке газификации

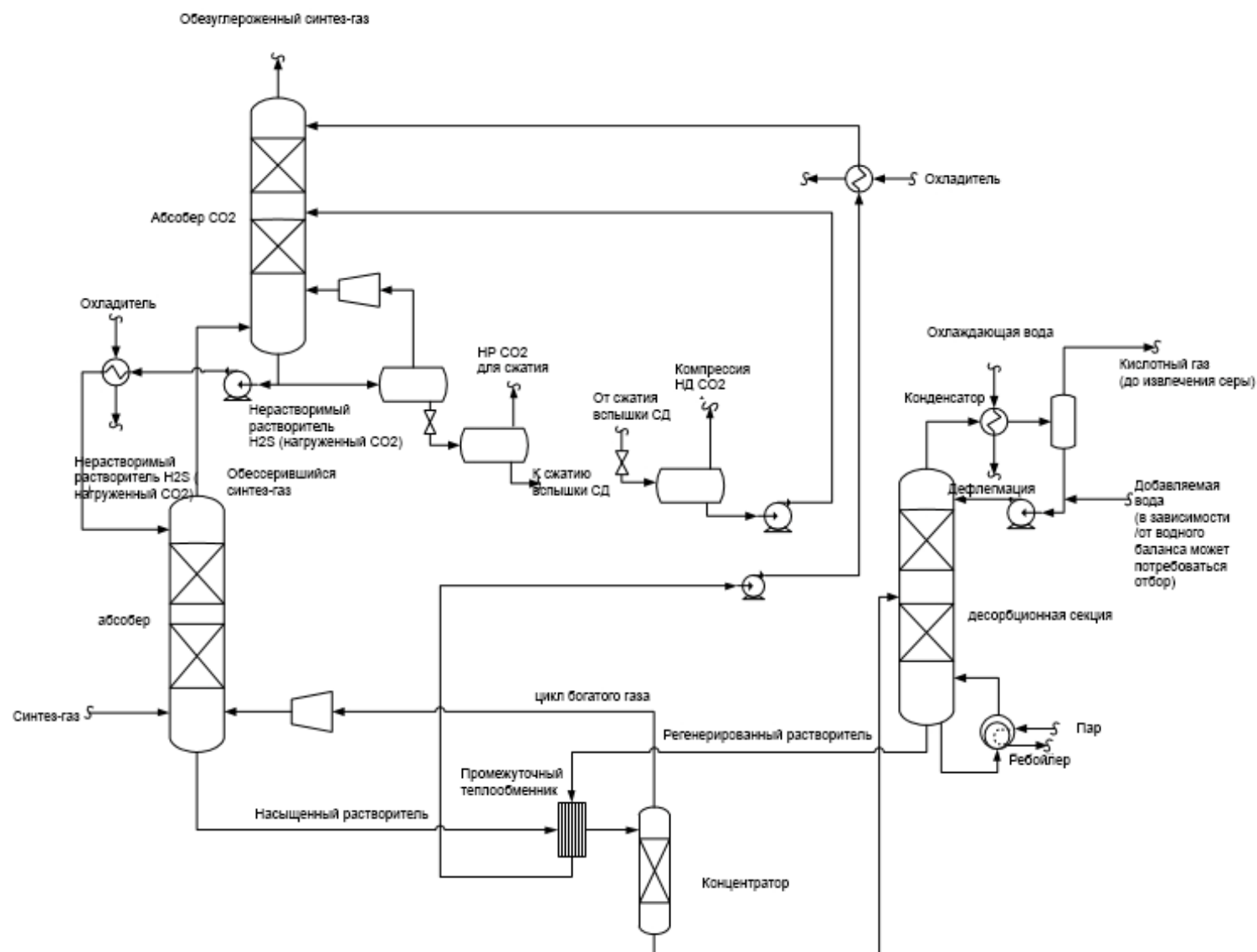


РИСУНОК 5.1 Selexol™ процесс десульфурации и декарбонизации синтез-газ

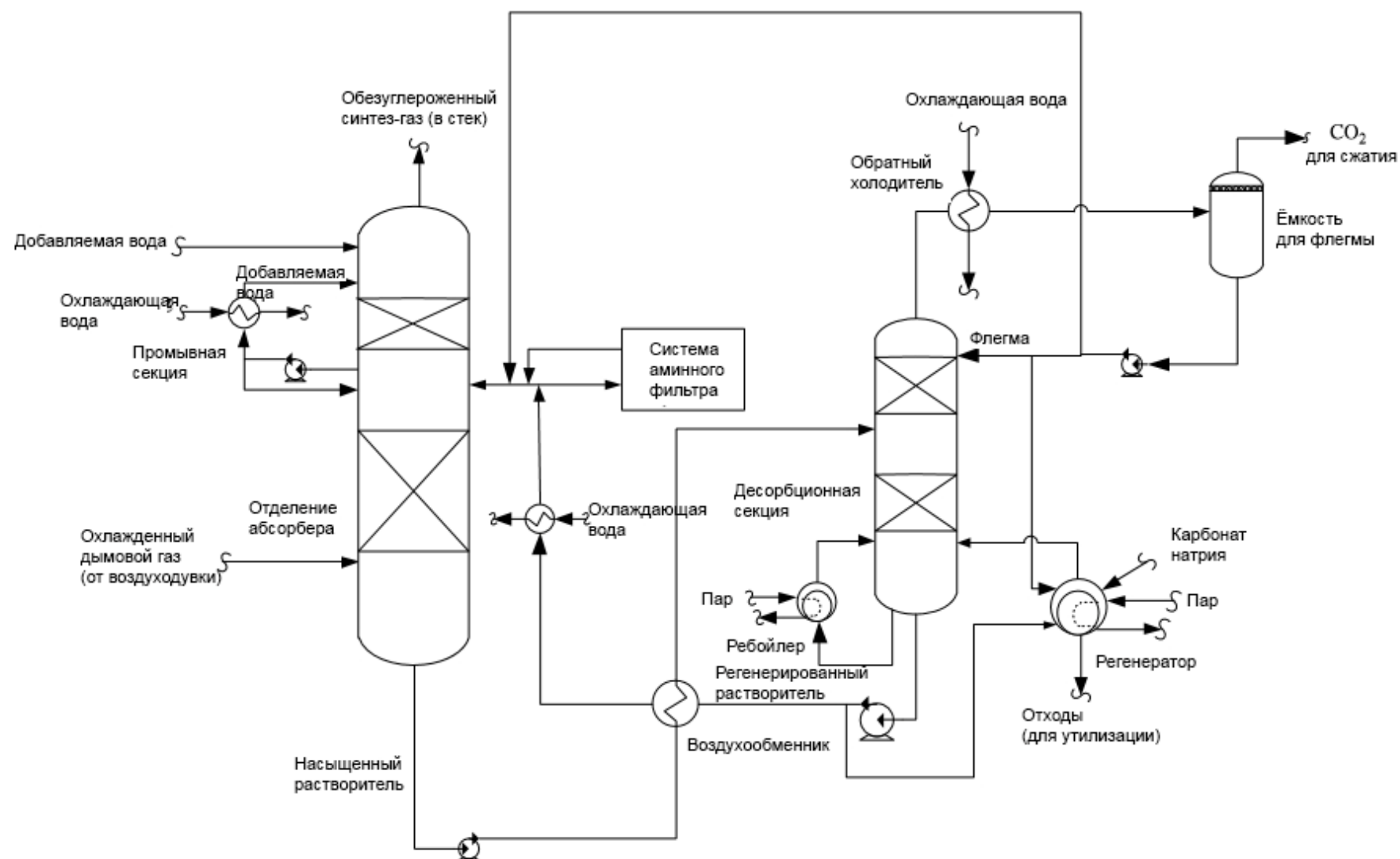


РИСУНОК 5.2 Процесс обезуглероживания дымовых газов

Если пар выступает в качестве десорбера, то используется ребойлер (тип теплообменника, описанный в Главе 4), где нагревается растворитель с растворенной водой (образовавшейся в результате конденсации технологического пара) для испарения воды и, таким образом, генерирует технологический пар, как-то делается в процессе *Selextol*TM для обработки синтез-газа, а также в процессе амина для обработки дымовых газов, либо «живой» пар впрыскивается в колонну, как в отпарной колонне с кислой водой. Вторым вариантом исключает затраты относительно наличия ребойлера (работающего в агрессивной среде), но затраты на обработку для обеспечения котельной воды для генерации пара (который теперь становится частью очищенной воды) должны учитываться при анализе с целью выбора компромиссного решения. Поток пара, выходящий из верхней части колонны, состоящий из пара и компонентов, отделенных от жидкой фазы, охлаждается в конденсаторе¹ (горизонтальный кожухотрубный теплообменник с охлаждающей средой, такой как охлаждающая вода, протекающая через трубки, или воздухоохлаждаемый теплообменник) для конденсации пара и испарения растворителя, которые затем повторно вводятся в верхней части колонны в виде «флегмы». Содержание влаги в потоке пара, выходящем из конденсатора, зависит от его температуры и давления. Конденсатор может представлять собой частичный конденсатор, и в этом случае поток жидкости возвращается в колонну в качестве флегмы, в то время как поток пара составляет продукт дистилляции. В случае общего конденсатора часть потока жидкости возвращается в виде флегмы, а оставшаяся жидкость составляет продукт дистилляции.

5.2.1.3 Дистилляция. Дистилляция сочетает в себе как абсорбцию, так и стриппинг для отделения компонента или компонентов от жидкой смеси на основе разницы в относительной летучести компонентов. Рассмотрим непрерывный «одностадийный» процесс дистилляции, при котором двоичная жидкая смесь (смесь двух компонентов) поступает в еще не нагретую для испарения часть жидкости. Предположим, что когда нагревание равномерно, каждая из фаз хорошо перемешана, и имеется достаточно времени для равновесия между двумя фазами. В большинстве случаев (кроме обсуждаемых позже азеотропных смесей) паровая фаза, находящаяся в равновесии с жидкой фазой, будет содержать более высокую концентрацию более летучего компонента, тогда как жидкая фаза будет содержать меньше летучего компонента по сравнению с входящей жидкой смесью. Таким образом, путем частичного испарения части жидкости можно получить два потока: паровую фазу, обогащенную более летучим компонентом, и жидкую фазу, обогащенную менее летучим компонентом, и это является разницей в составе паровой фазы и жидкой фазы, которая позволяет происходить разделению. Для двоичной смеси (компонентов i и j , где компонент i является более летучим), относительная летучесть α_{ij} при заданных температуре и давлении определяется как:

$$\alpha_{ij} = \frac{(y_i/x_i)}{(y_j/x_j)} = \frac{K_i}{K_j} \quad (5.9)$$

где равновесные молярные доли паровой и жидкой фаз представлены как y^s и x^s , в то время как K^s известны как отношения распределения пар-жидкость или иногда их также называют

¹ В случае десорбера кислой воды преимущество заключается в том, что жидкость удаляется из тарелки (лотка) рядом с верхней частью (вместо охлаждения паров, покидающих верхнюю тарелку), охлаждая ее и затем подавая обратно в верхнюю часть колонны для охлаждения потока пара прямым контактом, очищая его до того, как пар покинет колонну. Такой тип конфигурации позволяет избежать загрязнения конденсатора осаждением солей

просто «значениями К». Таким образом, чем выше относительная величина летучести (больше единицы), тем легче вызвать разделение дистилляцией.

Вышеупомянутый однофазный процесс дистилляции может быть превращен в многофазный процесс при наличии ряда равновесных стадий, как показано на Рисунке 5.3, так что может быть достигнута высокая степень разделения. Такая многоступенчатая дистилляция проводится в колонне, в которой нижняя секция выполняет функцию десорбера, а верхняя секция выполняет функцию секции обогащения или ректификации. Процессы абсорбции и десорбции, проводимые в колоннах, как описано ранее, также могут быть визуализированы как состоящие из таких многочисленных стадий равновесия.

Для дистилляционных колонн требуются ребойлеры, чтобы обеспечить энергию, необходимую для разделения, в то время как конденсатор флегмы используется для подачи жидкости (флегмы) в верхнюю часть колонны, чтобы происходил массоперенос, пока подача вводится в среднюю часть колонны. Верхний продукт или продукт, выходящий из конденсатора, называют «дистиллятом», а продукт, выходящий из нижней части колонны или ребойлера, называют «кубовым остатком». Поток флегмы также функционирует как рециркуляционный поток для повышения чистоты дистиллята.

5.2.1.4 Меры по энергосбережению. Подача в колонну может быть нагрета с целью уменьшения тепловой нагрузки ребойлера и соответствия температуре внутри колонны в месте подачи. Может попадать в колонну либо в виде переохлажденной жидкости ниже точки кипения (как указано в предыдущей главе, точка кипения жидкой смеси - это точка, в которой жидкость только начинает испаряться, и это эквивалент «точки кипения» для однокомпонентной жидкости), или в виде насыщенной жидкости в точке ее кипения, или в виде двухфазной смеси, или в виде насыщенного пара в точке конденсации² (точка конденсации паровой смеси является точкой, в которой пар только начинается конденсировать) или перегретый пар выше точки конденсации. Подача вводится в колонну таким образом, чтобы состав был близок к составу соответствующей фазы в колонне (требуется процедура проб и ошибок или метод оценки для определения местоположения подачи). Рисунок 5.4 иллюстрирует процесс дистилляции метанола для очистки метанола в соответствии со спецификациями продукта, о котором говорится в Главе 10. Блок дистилляции состоит из набора энергосберегающих тепловых интегрированных ректификационных колонн с одной колонной, работающей при давлении выше, чем вторая колонна с конденсатором колонны более высокого давления, обеспечивающая тепло для ребойлера колонны более низкого давления.

² Следует отметить, что для не азеотропной смеси температура точки конденсации паровой смеси выше, чем температура точки кипения жидкой смеси для данного состава, тогда как в случае отдельного компонента температуры точки кипения и точки конденсации идентичны. Для азеотропной смеси температуры точки конденсации и температуры кипения становятся идентичными при определенном составе.

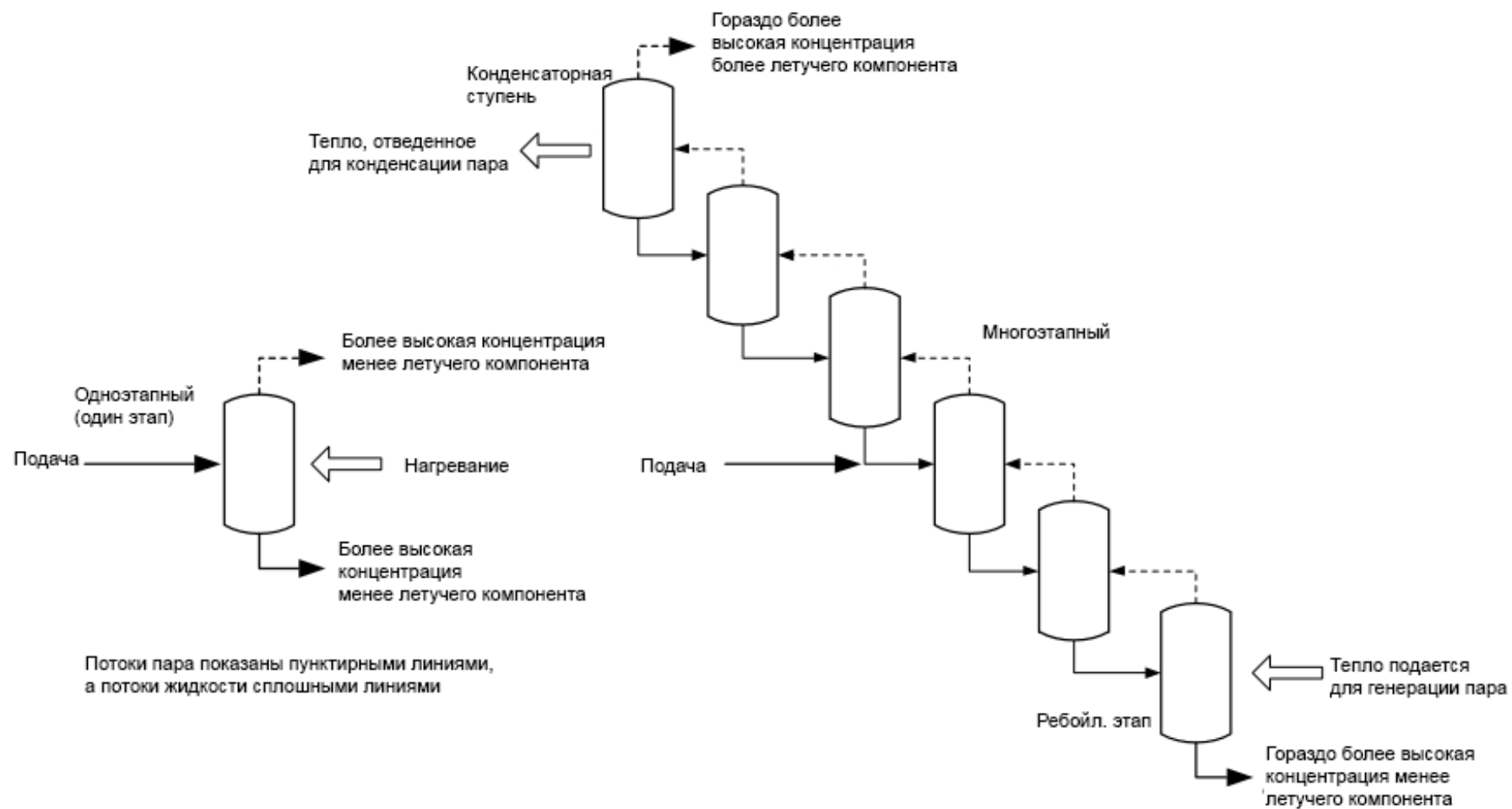


РИСУНОК 5.3 Одноступенчатая или многоступенчатая дистилляция

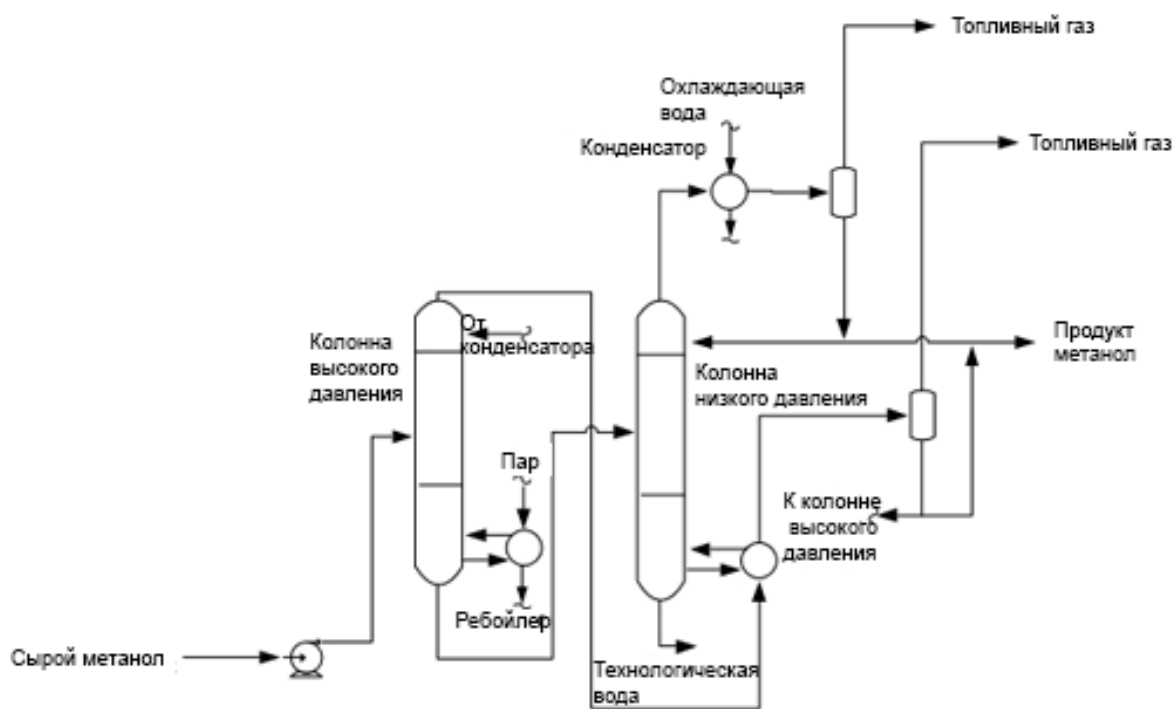


РИСУНОК 5.4 Дистилляция метанола

Точка конденсации паров верхнего погона, покидающих колонну более высокого давления, увеличивается при более высоком рабочем давлении. Тепло конденсации теперь может передаваться с помощью движущей силы соответствующей температуры между конденсирующимся паром и кипящей жидкостью в ребойлере колонны с низким давлением, причем его точка кипения ниже при более низком давлении.

5.2.1.5 КПД ступени. В реальной практике потоки пара и жидкости, выходящие из каждой ступени, не находятся в равновесии, особенно в отношении массопереноса из-за недостаточного времени контакта и степени перемешивания. Таким образом, фактическое число ступеней контакта, необходимое для данного разделения, будет намного выше, чем рассчитанное с использованием предположения о равновесии. Общая эффективность может быть определена как отношение стадий равновесия к фактическим стадиям, требуемым для достижения той же степени разделения. Производительность отдельного лотка измеряется КПД лотка по Мёрфи и зависит от компонента и фазы (для жидкости или пара) и определяется как изменение фактической концентрации между входящим и выходящим потоками, поделенное на изменение, если преобладало равновесие. На эффективность лотков влияет ряд факторов, включая загрязнение, коррозия, требующая выбора подходящих материалов конструкции, пенообразование и унос, которые приводят к переносу жидкости парами обратно на вышеуказанную ступень.

5.2.1.6 Азеотропы. Некоторые жидкие смеси, как упомянуто ранее (такие как двоичная смесь этанола и воды), образуют азеотропы при определенных условиях состава и давления, имеющих одинаковый состав как в паровой, так и в жидкой фазах. В таких случаях степень разделения ограничена соответствующим азеотропным составом, и для достижения более высокой степени разделения после процесса дистилляции, должна

следовать процессу экстракции или использованию экстрактивной дистилляции, описанной ниже.

5.2.1.7 Экстракция. Такой процесс заключается в контакте двух несмешивающихся жидкостей (потоки сырья и растворителя) для передачи преимущественно компонента i (растворенного вещества) из потока сырья (содержащего компоненты i и j) в поток растворителя. Эффективность растворителя измеряется «селективностью», которая аналогична относительной летучести при перегонке и определяется как:

$$\beta_{ij} = \frac{X_i \text{ на выходе растворителя или экстракт} / X_i \text{ на выходе сокращенной подачи или очищенный продукт}}{X_j \text{ на выходе растворителя или экстракт} / X_j \text{ на выходе сокращенной подачи или очищенный продукт}} \quad (5.10)$$

где X^s - массовые доли двух компонентов в равновесии. Таким образом, желательно высокое значение селективности. Другие желательные характеристики растворителя: нетоксичный, негорючий и химически стабильный, имеет низкую стоимость, низкую вязкость, низкое давление пара, низкую температуру замерзания, высокую растворимость для экстрагируемого компонента с целью минимизации потока растворителя, и является восстанавливаемым с точки зрения простоты отделения растворителя и компонента(-ов), экстрагированных, поскольку извлеченный растворитель рециркулируется для экстракции.

5.2.1.8 Экстрактивная дистилляция В экстрактивной дистилляции используется растворитель с низкой летучестью, который способствует разделению дистилляцией за счет увеличения относительной летучести. Менее летучий компонент вступает в реакцию с растворителем, введенным в верхнюю часть колонны, и выходит в виде потока кубового остатка из дистилляционной установки. Такую смесь затем отделяют во второй перегонной установке, а растворитель возвращают в первую перегонную установку. Нерастворимые компоненты в исходном сырье покидают колонну в качестве дистиллята. Желательные характеристики для растворителя: высокая селективность для изменения парожидкостных равновесий компонентов в исходном потоке и увеличения относительной летучести, нетоксичность, негорючесть и химическая стабильность, низкая вязкость, низкое давление пара, низкая степень замораживания, высокая растворимость компонента(-ов), извлеченный для минимизации скорости потока растворителя, и восстанавливаемый с точки зрения простоты отделения растворителя и компонента (ов), извлеченный, поскольку такой растворитель рециркулирует.

5.2.1.9 Увлажнение и градирни. Противопоточное увлажнение в колонне для введения большого количества водяного пара в газовый поток практикуется на энергетических установках вместо генерации пара и последующего смешивания пара с газом, который является менее термически эффективным. Примером такой операции увлажнения является паровая конверсия метана, где для получения синтез-газа по реакции требуется смесь метана и пара: $CH_4 + H_2O = 3H_2 + CO$. Другой пример - на установках комбинированного цикла комплексной газификации, где пары H_2O вводятся в качестве термического разбавителя в топливный газ газовой турбины (синтез-газ) для снижения температуры пламени в газовой турбине и, таким образом, ограничивают количество образующегося NO_x .

Из-за большой скрытой (удельной) теплоты воды в колонне происходит значительное количество теплопередачи, поскольку вода испаряется, и, таким образом, должна приниматься во внимание скорость теплопередачи, происходящая одновременно с массопереносом. Описанные выше типы увлажнителей работают при высоких давлениях

(25–30 бар), а градирню можно рассматривать как увлажнитель окружающего воздуха, работающую при атмосферном давлении.

5.2.2 Типы колонн

Наиболее распространенные типы оборудования, используемые в операциях массопереноса (включая одновременный тепломассоперенос), представляют собой тарелки (лотки) или насадочные колонны, состоящие из вертикальных цилиндрических сосудов, в которых пар и жидкость контактируют противопотоком в серии «лотков» или слоев упаковочного материала. Жидкость, вводимая в верхней части колонны и стекающая под действием силы тяжести, противодействует давлению паров, протекающих через колонну.

5.2.2.1 Тарельчатые колонны. Существуют различные типы лотков, также называемые «тарелками», и о наиболее распространенных из них говорится ниже.

Лоток с пузырьковой крышкой состоит из стоек, покрытых крышками с зазором между стойками и крышкой, образующие кольцевое пространство. Пар, поступающий из лотка под ним, поднимается вверх через стойку, а затем через кольцевое пространство, переворачивая его поток и выпуская пузырьки через щели в жидкость, содержащуюся в лотке. Лотки с пузырьковыми крышками имеют умеренно высокую емкость и сохраняют свою эффективность с точки зрения скорости массопереноса в широком диапазоне скоростей потока. Захват жидкости паром, который снижает общую эффективность ступени и эффективность противоточной операции, намного выше, чем с другими типами лотков, такими как перфорированные и лотки в виде сита, описанные далее. Уровень жидкости на каждом лотке поддерживается с помощью водосливов, а жидкость, текущая над водосливом, поступает под лоток под действием силы тяжести через трубопровод или «сливной желоб», их количество на лоток зависит от диаметра колонны. Такой тип лотка используется в приложениях, где скорости потока могут стать чрезвычайно низкими, когда лоток остается влажным и в таких условиях поддерживается герметичность. Как правило, лотки расположены на расстоянии 18 дюймов (46 см), но при низком рабочем давлении, например, ниже атмосферного, расстояние увеличивается до 24 дюймов (61 см), а иногда и до 36 дюймов (91 см).

Ситчатый лоток или перфорированный лоток имеет небольшие отверстия, в котором пар довольно быстро проходит через жидкость. Уровень жидкости в лотке снова поддерживается водосливами, и жидкость, протекающая через водослив, поступает в лоток ниже через сливной желоб, их количество снова зависит от диаметра колонны. Рабочие характеристики этих лотков остаются такими же или лучше, чем у лотков с пузырьковыми крышками, до 60% от расчетной скорости, но при более низких скоростях потока производительность выше. Унос намного ниже, чем у лотков с пузырьковыми крышками, примерно на треть, но при низкой паровой нагрузке может возникнуть проблема протечки в лотках. Протечка лотка (известная как сброс) вызвана недостаточным давлением, создаваемым паром при более низких скоростях потока, чтобы удерживать жидкость от стекания через отверстия в лотке. Чрезмерная протечка приводит к накоплению такого эффекта в каждом последующем лотке, и в конечном итоге колонну, возможно, придется отключить и перезапустить. Ситчатые лотки используются в приложениях с высокими рабочими характеристиками, которые остаются близкими к расчетной норме, а также подходят для взвешенных твердых частиц. Расстояние между лотками может быть меньше, чем у лотков с пузырьковыми крышками, при этом среднее значение составляет 15 дюймов (38 см), хотя иногда используется расстояние от 9 дюймов (23 см) до 12 дюймов (30 см). Опять же расстояние увеличивается для низкого давления или вакуума до 20 дюймов (51 см) до 30 дюймов (76 см).

Клапанные лотки аналогичны ситчатым лоткам (с опускаемыми устройствами для

потока жидкости), но отверстия в лотке закрыты крышками, которые могут перемещаться вверх и вниз (в определенных пределах) в зависимости от скорости потока пара. Это обеспечивает гораздо большую готовность к работе, так как колпаки уменьшают тенденцию просачивания при низких скоростях потока. Клапанные лотки заменили лотки с пузырьковыми крышками в ряде случаев из-за их более широкого рабочего диапазона, простоты обслуживания и стоимости.

Иногда используются перфорированные лотки без сливных отверстий, в которых пар течет вверх через отверстия, как в ситчатых лотках, но жидкость также течет через те же отверстия противотоком к лотку вниз. Емкость и характеристики захвата этих лотков аналогичны ситчатым лоткам, но при более низких скоростях потока производительность быстро ухудшается до неприемлемых значений ниже 60% от проектной скорости потока. Как и ситчатые лотки, такие лотки используются в приложениях с высокими рабочими характеристиками, но при этом они остаются близкими к расчетным. Такие лотки также подходят для взвешенных твердых частиц. Типовое расстояние между лотками составляет 12 дюймов (30 см), но иногда - от 9 дюймов (23 см) до 18 дюймов (46 см). Для работы в условиях низкого давления или вакуума расстояние увеличивается от 18 дюймов (46 см) до 30 дюймов (76 см).

5.2.2.2 Колонны насадочного типа. Колонны насадочного типа представляют собой колонны непрерывного соединения, в отличие от тарельчатых колонн, которые являются колоннами ступенчатого типа. Жидкость распределяется по уплотненному слою, стекая вниз через уплотнение под действием силы тяжести, в то время как пар поступает вверх. Существуют различные типы геометрических форм для уплотнения, оптимизированные для обеспечения большой межфазной поверхности между паровой и жидкой фазами для эффективного массопереноса. Таким образом, эффективность уплотнения, которая выражается через площадь поверхности на единицу объема уплотненного пространства, должна быть высокой. Другие желательные характеристики уплотнения: большое пространство для фракционных пустот, чтобы обеспечить большой поток жидкости с низким перепадом давления, быть химически инертными по отношению к обрабатываемым жидкостям, иметь структурную прочность, чтобы выдерживать вес уплотнения над ней, иметь низкую плотность и низкую стоимость. Как правило, предпочтение отдается насадкам, чем тарелкам при небольшом диаметре колонны, либо в коррозионных средах, так как существует большой выбор материала насадок от пластика, керамики до металлических сплавов, а также в таких условиях, где требуется более низкий перепад давления. Насадочные колонны также характеризуются меньшим уносом жидкости и вызывают меньшее пенообразование из-за меньшего перемешивания жидкости с парами. С другой стороны, насадочные колонны менее пригодны для использования в тех случаях, когда существует большая разница в расходе жидкости или пара, присутствуют загрязняющие жидкости, велико соотношение жидкости и пара, а также количество необходимых ступеней, при этом возможны большие перепады температур, что может привести к растрескиванию уплотнения, или если в колонну, в качестве промежуточного охладителя, необходимо установить охлаждающий змеевик для ограничения температуры.

Насадочная колонна может быть произвольного или структурированного типа. Случайное уплотнение состоит из отдельных фасонных частей, которые сбрасываются в колонну секциями в виде уплотненных слоев, причем максимальная высота каждой секции зависит от прочности уплотнительного материала (его прочности на раздавливание) и распределения потока жидкости по поперечному сечению. Эти отдельные уплотнительные элементы имеют различные формы, известные как кольцо Палля, кольца Рашига, седла *inteloх*, как указано в Справочнике инженера-химика Перри (*Green, 2007a*), а некоторые

состоят из запатентованных конструкций разных размеров. Как правило, высота уплотненного участка ограничена от 15 футов (4,6 м) до 18 футов (5,5 м). Обратите внимание, что уплотнение в нижней части сечения должно нести вес всего уплотненного материала в этом сечении. Слой удерживается на решетке, и иногда на него может быть загружен уплотнительный материал большего размера, за которым следует уплотнение меньшего размера, чтобы уплотнение не падало через отверстия в решетке. Чем меньше диаметр колонки, тем меньше должна быть характерная длина случайного уплотнения. Обычно в пределах $1/8$ диаметра колонны. Структурированное уплотнение обычно состоит из тонких гофрированных металлических пластин или сеток, уложенных внутри колонны в упорядоченном порядке, и обладает преимуществом высокой эффективности при низком падении давления.

Распределители жидкости установлены для обеспечения равномерного распределения потока по поперечному сечению уплотненной секции ниже. Перераспределение может также потребоваться, особенно для колонн небольшого диаметра, чтобы избежать перенаправления потока жидкости, разбивая слой на более мелкие секции и устанавливая лотки перераспределения между слоями. Различные типы распределителей проиллюстрированы в Справочнике инженеров-химиков Перри (*Green, 2007a*). Когда часть жидкости должна быть извлечена из колонны, между уплотненными слоями устанавливается тарелка с патрубком для прохода газа, состоящая из стояков для потока пара, чтобы избежать попадания жидкости в стояк, в то время как жидкость собирается для отвода.

5.2.2.3 Распылительные колонны. Распылительные колонны обычно используются, когда имеется ограниченный перепад давления на стороне пара. Они состоят из распылительных форсунок для жидкости, установленных внутри сосуда. Входящий газовый поток обычно поступает в нижнюю часть колонны и движется вверх, а жидкость распыляется вниз для противопоточного контакта с одного или нескольких уровней. Однако перенос капли паром может быть существенным для достижения истинного противопоточного контакта.

5.2.3 Размер колонн

Ознакомление с определением высоты колонны и ее диаметра представлено далее в отношении дистилляции, и более подробную информацию по этому вопросу можно найти в книгах по процессам массопереноса, таких как книга *Treybal (1980g)*. Дистилляцию можно рассматривать как более общий случай по сравнению с абсорбцией и десорбцией, поскольку ректификационные колонны обычно имеют конденсатор и ребойлер, в то время как подача в колонну, как правило, вводится не сверху и не в нижний лоток, а в промежуточный лоток. Более распространенный случай, когда в колонну вводятся потоки сырья различных составов, каждый на соответствующей стадии, и несколько потоков побочных продуктов (в дополнение к потокам дистиллята и кубового остатка) отбираются каждый из соответствующего этапа. Были разработаны как графические (для двоичных смесей), так и численные методы (которые могут использоваться для многокомпонентных смесей). Следующее обсуждение будет ограничено численными методами, которые используются в симуляторах технологических установок, широко доступных для энергетиков, что стало возможным благодаря наличию мощного настольного компьютера. На рисунке рассматривается колонна с одним потоком подачи и без боковых вытяжек. Численные методы, описанные здесь, состоят из стадии равновесия для колонок с тарелками и из скорости, который может быть более подходящим для уплотненных колонн. Подход равновесной стадии может быть применен к колоннам с уплотнением с использованием «высоты, эквивалентной теоретической тарелке» (ВЭТТ),

экспериментально определенных данных ВЭТТ, но ВЭТТ в дополнение к специфичности для конкретного типа уплотнения также зависит от условий системы, включая скорости потока пара и жидкости, концентрации видов и типов. Требуется огромное количество экспериментальных данных. В статье *Piché et al. (Пиче и соавт. (2003г))* приводятся различные источники данных и имеющиеся корреляции. Использование ВЭТТ влечет за собой умножение идеального количества этапов (т.е. без применения эффективности) на ВЭТТ, а затем применение расчетного допущения, как правило, 10%.

5.2.3.1 Ключевые компоненты. При многокомпонентной дистилляции более летучие компоненты обозначаются как «легкие», а менее летучие компоненты - как «тяжелые», относительная летучесть является мерой. Когда имеется единственный компонент, чья максимально допустимая концентрация в кубовых остатках является проектной спецификацией, этот компонент называется «легким ключом». Аналогичным образом, когда существует один компонент, чья максимально допустимая концентрация в дистилляте является проектной спецификацией, этот компонент называется «тяжелый ключ».

5.2.3.2 Характеристика колонн.

1. Температура подачи, давление, состав и расход, а также стадия, на которой она вводится.
2. Рабочее давление в колонне, которое обычно выбирается исходя из температуры охлаждающей среды конденсатора.
3. Потеря тепла, которое обычно упускается из виду в случае с крупногабаритными блоками из-за относительно меньшей поверхности на единицу мощности системы.

Дополнительные характеристики, необходимые для полного определения системы, могут быть выбраны из следующих:

1. Количество этапов
2. Расход флегмы, отношение или работа конденсатора
3. Расход паров, образующихся в ребойлере (скорость кипения), или соотношение паров, образующихся в ребойлере, с продуктом кубового остатка (коэффициент кипения или повторного кипения) или режим работы ребойлера.
4. Концентрация определенного компонента в дистилляте или в кубах, или в обоих вместе
5. Соотношение скорости потока конкретного компонента в дистилляте или в кубовом остатке к расходу в сырье (фракционное извлечение)
6. Соотношение общего количества дистиллята или общего кубового остатка к общему количеству сырья

5.2.3.3 Коэффициент обратного потока и количество стадий. По мере того, как коэффициент обратного потока (определяемый как отношение количества жидкого дистиллята, подаваемого обратно в колонну, к количеству, отводимому в виде верхнего погона) увеличивается, в колонну возвращается больше жидкости (более насыщенной летучими компонентами), и для определенной степени разделения уменьшается необходимое количество ступеней в колонне, в то время как тепловая нагрузка конденсатора и ребойлера увеличивается, так как в конденсаторе должно конденсироваться

больше пара и, следовательно, должно испаряться больше жидкости в бойлер. В пределах, когда весь верхний поток конденсируется и нагревается с обратным холодильником (дефлегмирует) в колонну, то есть без отвода какого-либо количества дистиллята в качестве продукта, результирующее количество ступеней является минимальным при таком условии «полного орошения» (полный возврат флегмы). Знание минимального количества ступеней необходимо для выбора начального значения, когда такой параметр является одной из выбранных спецификаций для конструкции колонны. Метод оценки минимального количества стадий при полном возврате флегмы был предложен *Фенске (1932г.)* и может быть использован для получения значения без выполнения утомительных вычислений.

Наибольшее значение для коэффициента обратного потока, которое приводит к бесконечному количеству стадий для разделения ключевых компонентов, называется минимальным коэффициентом обратного потока (отношением рефлюкса), и в этих условиях можно исключить из дистиллята все компоненты, более тяжелые, чем тяжелый ключ, и все более легкие компоненты, чем легкий ключ снизу. Знание минимального коэффициента обратного потока необходимо для выбора соответствующего коэффициента обратного потока, когда такой параметр является одной из выбранных спецификаций для конструкции колонны. Как правило, выбранный коэффициент обратного потока (отношение рефлюкса) в 1,2–1,5 раза превышает минимальный коэффициент обратного потока. Был предложен ряд методов для оценки минимального коэффициента обратного потока, но метод *Андервуда (1948г.)*, который использует упрощающие предположения, может быть использован для получения соответствующего значения без выполнения утомительных вычислений.

5.2.3.4 Расположение лотка подачи. Оптимальное расположение лотка может быть определено путем запуска ряда случаев на симуляторе технологической установки, но приемлемое начальное значение может быть оценено с помощью метода, описанного в *Treybal (1980г.)*, который учитывает только ключевые компоненты, делая определенные упрощающие предположения, такие как (i) постоянное молярное переполнение (т.е. чистый молярный обмен между двумя фазами равен нулю, молярные теплоты испарения всех компонентов равны, а теплота раствора, изменения теплоемкости и тепловые потери незначительны) и (ii) система следует идеальному поведению решения.

5.2.3.5 Стадия равновесия. Колонна моделируется как состоящая из ряда ступеней равновесия, то есть предполагается, что потоки пара и жидкости, покидающие такую ступень, находятся в равновесии массы и теплопередачи (см. Рис. 5.3). Частичный конденсатор и частичный ребойлер также могут учитываться как стадия равновесия. Чем больше количество ступеней, необходимых для указанной степени разделения, тем больше высота колонны. Фактическое количество ступеней или лотков может быть определено с помощью соответствующей эффективности лотка, описанной ранее в этой главе.

Эффективность лотка обычно определяется на основе эмпирических данных, но для некоторых типов лотков были разработаны полуэмпирические и основополагающие модели прогнозирования эффективности лотка (*Burgess and Calderbank, 1975; Garcia and Fair, 2000; Geddes, 1946; Hughmark, 1971; Neuberg u Chuang, 1982; Prado and Fair, 1990; Zuideweg, 1982*) и требуют знания коэффициентов массопередачи и коэффициентов теплопередачи.

Решается система уравнений для каждой стадии, состоящая из молярного баланса для каждого вида, отношения равновесия для каждого вида, связывающего фракции в двух потоках, покидающих стадию, и общего баланса энергии с идентичными температурами для двух потоков, покидающих стадию. Предполагается, что два уходящих потока находятся в равновесии. Конструкцию колонны можно оптимизировать, изменяя значения спецификаций и запуская ряд случаев на компьютере с использованием симулятора технологической установки

Следующий набор уравнений приведен для «общей стадии», включающей в себя внешнюю теплопередачу - Q , поток сырья и поток боковой вытяжки жидкости. Как правило, молярные фракции используются при описании потоков продуктов, а также данных о равновесии, и, таким образом, более удобно использовать молярные скорости потока в массовых и энергетических балансах. Ссылаясь на Рисунок 5.5, уравнения для стадии k следующие:

- Вид i , молярный баланс с x^s , y^s и z , представляющие молярную фракцию жидкости, пара и сырья вида i :

$$\dot{F}_k = Z_{k,i} + \dot{L}_{k-1}x_{k-1,i} + \dot{V}_{k+1}y_{k+1,i} = (\dot{L}_k + \dot{S}_k)x_{k,i} + \dot{V}_ky_{k,i}$$

- Суммирование молярных фракций:

$$\sum_i y_{k,i} = 1 \text{ и } \sum_i x_{k,i} = 1$$

- Общий молярный баланс с L^s , V^s представляет молярные скорости потока жидкости и пара, в то время как F^k и S^k представляют молярные скорости потока подачи и стороны. Обратите внимание, что это уравнение может фактически быть получено путем объединения двух вышеупомянутых систем уравнений, то есть путем суммирования молярных балансов видов и затем замены суммирования молярных фракций. Таким образом, оно не представляет собой независимое уравнение, но может быть полезным для упрощения процедуры решения:

$$\dot{F}_k + \dot{L}_{k-1} + \dot{V}_{k+1} = \dot{L}_k + \dot{S}_k + \dot{V}_k$$

- Видовые равновесные отношения i (см. Главу 2):

$$y_{k,i} = f(x_{k,i})$$

$i - 1$ такие отношения требуются в свете $\sum_i y_{k,i} = 1$

Общий энергетический баланс с h^s , представляющими подачу, жидкость и энтальпию пара на мольной основе с $Q_{\text{вх.}} = 0$ и $Q_{\text{вых.}} = Q_{\text{конд}}$ для конденсатора, $Q_{\text{вх.}} = Q_{\text{реб}}$ и $Q_{\text{вых.}} = 0$ для ребойлера, и $Q_{\text{вх.}} = 0$ и $Q_{\text{вых.}} = 0$ для любой другой стадии, когда потери тепла незначительны:

$$\dot{F}_k h_{k,F} + \dot{L}_{k-1} h_{k-1,L} + \dot{V}_{k+1} h_{k+1,V} + \dot{Q}_{\text{вх.}} = (\dot{L}_k + \dot{S}_k) h_{k,L} + \dot{V}_k h_{k,V} + \dot{Q}_{\text{вых.}}$$

Уравнения для всей колонны (включая конденсатор и ребойлер в контрольном объеме) могут помочь в упрощении процедуры решения. Например, если указана скорость потока дистиллята, а не скорость потока в нижней части, скорость потока в нижней части может быть определена по общему балансу массы колонны, или если задана нагрузка на конденсатор, а не нагрузка на ребойлер, может быть определена нагрузка на ребойлер из общего энергетического баланса колонны (для случая, когда нет других теплообменников,

таких как промежуточные охладители или нагреватели с боковой вытяжкой)

- Общий молярный баланс с F^S , D , B , и S^S , представляющий молярную скорость потока сырья, дистиллята, кубовых остатков и боковых погонов:

$$\sum_k \dot{F}_k = \dot{D} + \dot{B} + \sum_k \dot{S}_k$$

- Вид молярного баланса i с z_i , $y_{D,i}$, и $x_{B,i}$ представляющий молярные фракции в сырье, дистиллят (для случая, когда весь дистиллят находится в форме пара), и кубовые остатки:

$$\sum_k \dot{F}_k z_{k,i} = \dot{D} y_{D,i} + \dot{B} x_{B,i} + \sum_k \dot{S}_k x_{k,i}$$

- Общий энергетический баланс с h^s , представляющий подачу, дистиллят, кубовый остаток и энтальпию пара на мольной основе:

$$\sum_k \dot{F}_k h_{k,F} + \dot{Q}_{\text{реб}} = \dot{D} h_D + \dot{B} h_B + \sum_k \dot{S}_k h_{k,L}$$

Когда указываются фракции легких и тяжелых ключей, допускается, что все компоненты, более легкие, чем легкий ключ, будут присутствовать только в дистилляте, тогда как все компоненты, более тяжелые, чем тяжелый ключ, будут присутствовать только в кубовом продукте (остатке).

Далее в примере 5.1 проиллюстрировано простое применение подхода стадии равновесия для расчета состава паровой и жидкой фаз, образованных при охлаждении многокомпонентного пара.

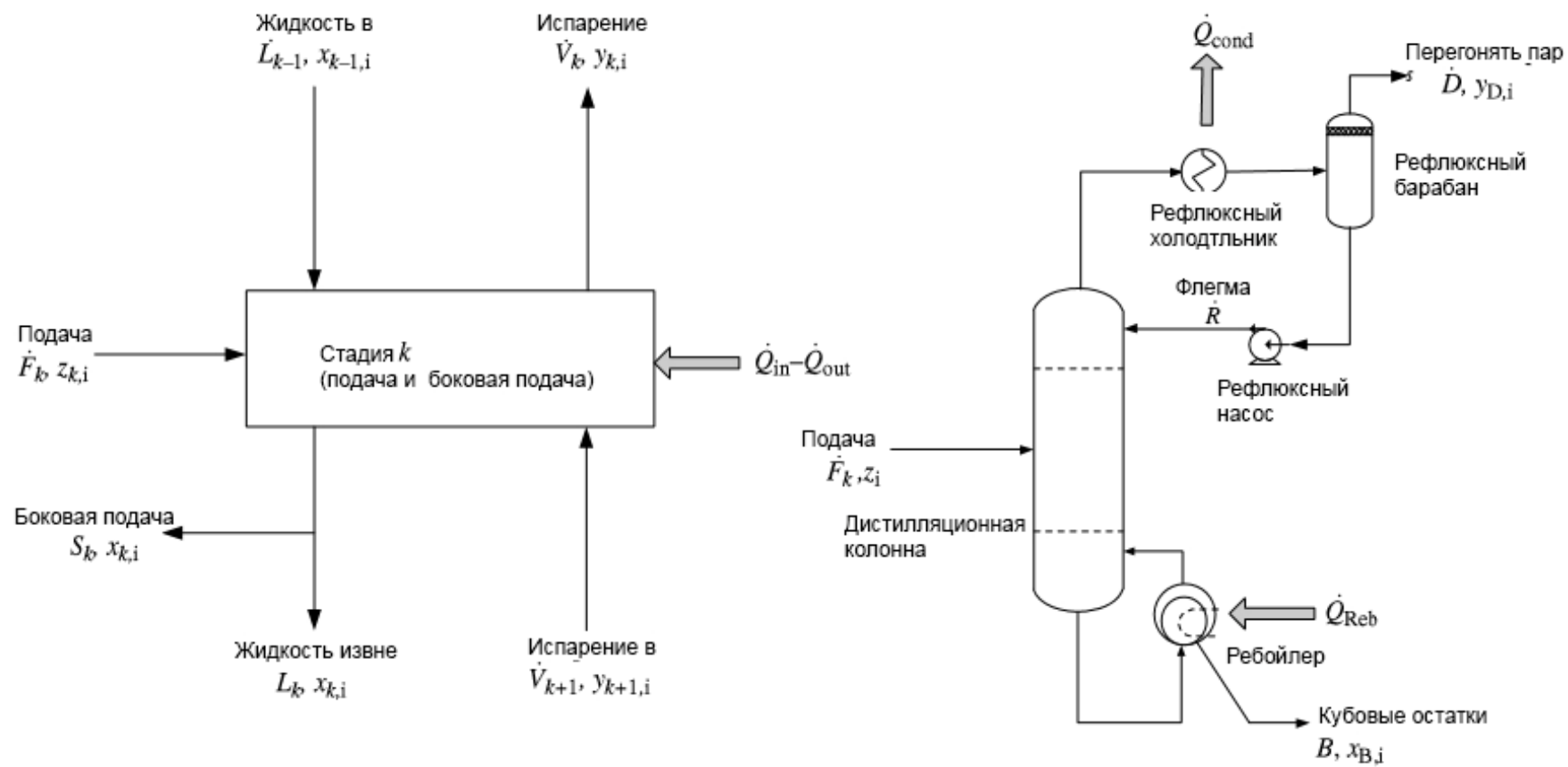


РИСУНОК 5.5 Поэтапные расчеты в ректификационной колонне

Пример 5.1. Поток многокомпонентного пара с молярной скоростью F заданного состава z_i охлаждается до заданной температуры ниже температуры точки конденсата при заданном давлении. Выведите рабочие уравнения для расчета молярных скоростей V и L и составов y_i и x_i паровой и жидкой фаз, образованных с использованием подхода стадии равновесия, с учетом K -значений (которые могут быть получены из данных равновесия пар-жидкость, как указано в Главе 2).

Решение

Из общего молярного баланса $F = L + V$

Из видового молярного баланса $F z_i = L x_i + V y_i$

Виды равновесных отношений с K -значениями, $y_i = K_i x_i$

Комбинируя вышеприведенные уравнения, получаем следующее рабочее уравнение:

$$x_i = \frac{z_i}{1 + (\dot{V}/\dot{F})(K_i - 1)}$$

которое можно решить методом проб и ошибок, приняв V/F и проверив, удовлетворяет ли полученный x_i уравнение $\sum x_i = 1$. Тогда y_i можно рассчитать, используя $y_i = K_i x_i$, тогда как V можно получить из $F \times (V/F)$, а L из $L = F - V$. Следующее рабочее уравнение может использоваться вместо уравнения (Rachford and Rice, 1952a.), полученного вычитанием приведенного выше рабочего уравнения из $y_i = K_i x_i$ и суммированием всех $\dot{F}$ для решения V/F :

$$\sum_i (y_i - x_i) = \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)}{1 + (\dot{V}/\dot{F})(K_i - 1)} = 0$$

5.2.3.6 Тарифный подход. Поскольку в уплотненных колоннах паровая и жидкая фазы контактируют непрерывно, а не пошагово, как в тарельчатых колоннах, процесс вычисления состоит из деления высоты уплотнения на дифференциальные элементы высотой dz , как показано на Рисунке 5.6, вместо использования поэтапной вычислительной процедуры (если не используется метод ВЭТТ). Использование стадии равновесия может подходить для частичного ребойлера или частичного конденсатора.

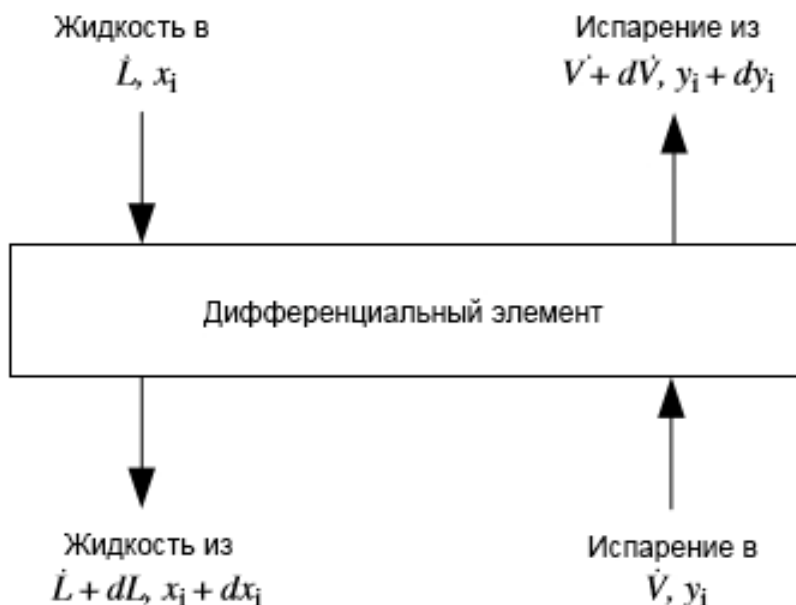


РИСУНОК 5.6 Дифференциальный элемент в ректификационной колонне

Однако, ссылаясь на Рисунок 5.6, дифференциальные уравнения для элемента выглядят следующим образом, учитывая поршневой режим для жидкой и для паровой фаз, а также однородность каждой из объемных фаз:

- Молярный баланс вида i , где x_i и y_i представляют собой объемные молярные фракции жидкости и пара вида i :

$$\frac{d(\dot{L}x_i)}{dz} = \frac{d(\dot{V}y_i)}{dz}$$

- Суммирование молярных фракций видов i с $x_i^{ex,t}$ и $y_i^{ex,t}$, представляющих молярные фракции видов i на границе раздела жидкость-пар:

$$\sum_i y_i = 1, \sum_i x_i = 1, \sum_i y_i^{int} = 1, \text{ and } \sum_i x_i^{int} = 1$$

- Общий молярный баланс с L и V представляет молярную скорость потока жидкости и пара. Как отмечалось ранее, общий молярный баланс может быть получен путем объединения двух вышеупомянутых наборов уравнений, то есть путем суммирования молярных остатков видов и затем замены суммирования молярных фракций. Таким образом, оно не представляет собой независимое уравнение, но может быть полезным для упрощения процедуры решения:

$$\frac{d\dot{L}}{dz} = \sum_i \frac{d(\dot{L}x_i)}{dz} = \frac{d\dot{V}}{dz} = \sum_i \frac{d(\dot{V}y_i)}{dz}$$

- Видовое соотношение массопередачи i и a представляет площадь поверхности на единицу объема уплотнения и зависит от типа уплотнения, но может варьироваться в зависимости от массового расхода пара и жидкости (определяется экспериментально и предоставляется производителем уплотнения), k_L и k_V представляют коэффициенты массопереноса в жидкой и паровой фазах на мольной основе при применении уравнения 5.4 или уравнения 5.5

$$\frac{d(\dot{L}x_i)}{dz} = aAk_L(x_i^{int} - x_i) + x_i \sum_i \frac{d(\dot{L}x_i)}{dz} = \frac{d(\dot{V}y_i)}{dz} = aAk_V(y_i - y_i^{int}) + y_i \sum_i \frac{d(\dot{V}y_i)}{dz}$$

Или

$$\frac{d(\dot{L}x_i)}{dz} = aAC_{T,L}k_L^*(x_i^{int} - x_i) + x_i \sum_i \frac{d(\dot{L}x_i)}{dz} = \frac{d(\dot{V}y_i)}{dz} = aAC_{T,V}k_V^*(y_i - y_i^{int}) + y_i \sum_i \frac{d(\dot{V}y_i)}{dz}$$

Для эквимольной контрдиффузии компонентов между паровой и жидкой фазами, что часто встречается в операциях по дистилляции³, вышеизложенное упрощает:

$$\frac{\dot{L}dx_i}{dz} = aAk_L(x_i^{int} - x_i) = \frac{\dot{V}dy_i}{dz} = aAk_V(y_i - y_i^{int}) \quad (5.11)$$

или

$$\frac{\dot{L}dx_i}{dz} = aAC_{T,L}k_L^*(x_i^{int} - x_i) = \frac{\dot{V}dy_i}{dz} = aAC_{T,V}k_V^*(y_i - y_i^{int})$$

- Видовое равновесие i (см. Главу 2) в интерфазе (но не между объемными фазами):

$$y_i^{int} = f(x_i^{int})$$

$i - 1$ такие отношения необходимы в свете:

$$\sum_i y_i^{int} = 1$$

- Общий энергетический баланс и скорости теплопередачи, где h^s представляют молярные удельные энтальпии жидкости и пара при соответствующих объемных температурах жидкости, h_L и h_V - коэффициенты теплопередачи жидкости и пара, а T^s представляют температуры жидкости и пара:

$$\frac{d(\dot{L}h_L)}{dz} = aAh_L(T_{int} - T_L) + \sum_i h_{L,i} \frac{d(\dot{L}x_i)}{dz} = \frac{d(\dot{V}h_V)}{dz} = aAh_V(T_V - T_{int}) + \sum_i h_{V,i} \frac{d(\dot{V}y_i)}{dz}$$

Выше показано, что тепло, выделяемое вследствие конденсации переносящей массы пара на границе раздела, должно рассеиваться в жидкую и паровую фазы. Точно так же тепло, необходимое для испарения, должно подаваться двумя фазами.

Уравнения для всей колонны, включая конденсатор и ребойлер в таком контрольном объеме, перечисленные в разделе «Подход к ступени равновесия», могут помочь в упрощении процедуры решения.

Коэффициенты массопередачи, которые являются специфическими для типа уплотнения, обычно доступны для двоичных систем, но те, которые требуются для многокомпонентной системы, могут быть оценены из двоичных коэффициентов (*Krishna and Standart, 1979г.*). В книге автора Ванг и его соавторов (*Ванг и соавт., 2005г.*) составлены корреляции для коэффициентов массопереноса, разработанные различными исследователями как для случайных, так и для структурированных уплотнений.

В справочнике инженеров-химиков Перри (*Грин, 2007г.*) также приведены соотношения различных уплотнений. Когда недоступны коэффициенты теплопередачи, их можно оценить в большинстве случаев по коэффициентам массопередачи с использованием аналогии Чилтона-Колберна (*Чилтон и Колбёрн, 1934г.*), которая была фактически разработана для оценки коэффициентов массопереноса по теплопередаче и трению жидкости (передача импульса) данных. Эти явления переноса схожи, и аналогия действительна, если все они регулируются одинаковым набором безразмерных уравнений и если они имеют сходные граничные условия. Тепло и двоичный массоперенос связаны с коэффициентами Чилтона – Колберна j_H и j_M :

$$j_H = \frac{Nu}{RePr} Pr^{2/3} = \frac{h}{C_p \rho \bar{v}} Pr^{2/3} = j_M = \frac{Sh}{ReSe} Sc^{2/3} = \frac{k_x}{\rho \bar{v} / M_W} Sc^{2/3}$$

где число Шервуда $Sh = (k_x D / C_T D_{AB})$ и число Шмидта $Sc = (\mu / \rho D_{AB})$ играют ту же роль в

массопереносе, что и число Нуссельта Nu и число Прандтля Pr в теплообмене. Различные переменные, появляющиеся в безразмерных числах это:

h = коэффициент теплопередачи

k_x = двоичный коэффициент массопередачи

D_{AB} = двоичный коэффициент диффузии

C_T = концентрация смеси, которая появляется в Sh , но не появляется в j_M .

D = характерная длина уплотнения, которая появляется в Nu , Sh и Re , но отсутствует в j_H или j_M .

v = поверхностная скорость (объемная скорость потока на единицу площади поперечного сечения колонны) жидкости

M_w = молекулярный вес жидкости

k , ρ , μ и C_p = теплопроводность, плотность, вязкость и постоянное давление, масса, удельная теплоемкость жидкости.

Противоточные увлажнители, используемые в комбинированном цикле комплексной газификации и в усовершенствованных циклах питания, таких как турбины, работающие на влажном воздухе (Rao, 1989г.), могут быть смоделированы с использованием вышеупомянутого подхода, основанного на скорости. Градирни, а также противоточные осушители также могут быть смоделированы аналогичным образом. Уравнения принимают в этих приложениях гораздо более простые формы, поскольку переносится только один компонент (H_2O), и нет ребойлера или конденсатора. Когда в таком приложении встречаются очень высокие скорости массопереноса (Паренте и соавт., 2003), имеющиеся данные по коэффициентам массопередачи, возможно, придется использовать корректировку с использованием коэффициента Акермана (Бёрд и соавт., 2007).

Пример 5.2. Для уплотненной колонны с противоточным массопереносом и эквимоллярной контрдиффузией между жидкостью и паром выведите выражение высоты уплотнения, предполагая, что все сопротивление массопереносу находится в паровой фазе, с учетом коэффициента массопереноса в паровой фазе. Также предположим, что площадь поверхности раздела на единицу объема уплотнения a и коэффициент массопередачи k_v остаются постоянными, в то время как даны входные данные $X_{i,ex.}$ и $y_{i,ex.}$, выходные данные $X_{i,вых.}$ и $y_{i,вых.}$ и скорости потока жидкости и пара L и V .

Решение

из Уравнения 5.11,

$$\left(\frac{\dot{V}}{ak_v}\right) \frac{dy_i}{(y_i - y_i^{int})} = dz \quad (5.12)$$

$$Ldx_i = \dot{V}dy_i \quad (5.13)$$

Интегрируя уравнение 5.12 по всей высоте колонны и уравнение 5.13 в любую точку внутри колонны, начиная снизу (где пар поступает в колонну, а жидкость выходит из колонны) с константами L и V для эквимоллярной встречной диффузии, получаем:

$$z = \left(\frac{\dot{V}}{ak_v}\right) \int_{y_{i,вх.}}^{y_{i,вых.}} \frac{dy_i}{(y_i - y_i^{int})} \quad (5.14)$$

$$(y_i - y_i^{int}) = \left(\frac{L}{V}\right) \quad (5.15)$$

Поскольку можно предположить, что две фазы находятся в равновесии на границе

раздела, и все сопротивление массопереносу находится в паровой фазе (а не в жидкой фазе, т.е. $x_i^{int}=x_i$), получаем $y_i^{int}=f(x_i^{int})=f(x_i)$. Подставляя в уравнение 5.14,

$$Z = \left(\frac{\dot{V}}{ak_v} \right) \int_{y_{i,вх.}}^{y_{i,вых.}} \frac{dy_i}{[y_i - f(x_i)]} \quad (5.16)$$

Уравнение 5.16 может быть затем интегрировано с помощью уравнения 5.15, которое обеспечивает требуемое соотношение между x_i и y_i , графически или численно, с использованием данных парожидкостного равновесия, полученных либо экспериментально, либо получаемых полуэмпирическими методами. Выражение, аналогичное уравнению 5.16, может быть получено для случаев, когда все сопротивление массопереносу находится в жидкой фазе. Когда обе фазы отражаются в сопротивлении, общий коэффициент массопереноса может быть использован при правильном выборе движущей силы.

Первый член (в скобках) в правой части уравнения 5.14 имеет единицу длины и называется высотой единицы переноса, которая при умножении на второй член (интеграл), который безразмерен и называется числом единиц переноса, дает общую высоту, необходимую для операции массопереноса. Эмпирические корреляции были разработаны для оценки высоты единицы переноса. Следует отметить, что высота единицы переноса может не быть постоянной величиной, поскольку ($a k_v$) может изменяться, т.к. массовые скорости потока пара и жидкости могут не оставаться постоянными из-за различий в молекулярных весах диффундирующих частиц, даже когда молярная масса потока остается постоянной, и, таким образом, постоянство высоты блока переноса должно быть проверено перед применением вышеуказанной методологии.

5.2.3.7 Общая высота колонны. В дополнение к высоте колонны, необходимой для размещения лотков или уплотнений (и пространства между лотками или секциями уплотнения), требуется высота как сверху, так и снизу колонны. Требуется пространство сверху (обычно 1,5–3 м) для размещения сопла с обратным холодильником, любого люка, любого демистера и достаточно места для отделения капель жидкости от паров. Высота в нижней части требуется для размещения сопла для паров из ребойлера и для обеспечения достаточной пропускной способности для жидкости, которая задается в процессе нисходящего потока, который обычно составляет 5 мин. Между предельно высоким уровнем жидкости и нижним лотком или секцией уплотнения должна быть достаточная высота (см. *Критерии*, описанные для каплеотбойников в разделе «Каплеотделение», глава 3, для установки различных уровней жидкости).

5.2.4 Зависимость перепада давления от диаметра колонн

Если диаметр колонны слишком большой, то для сведения к минимуму перепадов давления (с точки зрения пара), тарелка колонны покрывается каплями, то есть жидкость начинает течь через отверстия в тарелках, как объяснялось ранее, в то время как в случае уплотненной колонны, коэффициенты массы и теплопередачи будут уменьшены. В любом случае эффективность разделения серьезно снижается. С другой стороны, если диаметр колонны слишком маленький, колонна может наполниться водой до краев. Жидкость, которая течет под действием силы тяжести, должна преодолеть повышенное давление, создаваемое паром, и достигается точка, при которой жидкость не может течь и начинает отступать (в сливном устройстве в случае колонны с тарелками). Чрезмерная скорость пара также приводит к тому, что жидкость идет в колонну в виде капель или пены, накапливаясь и достигая тарелки сверху, что не только снижает преимущества работы противотока и

эффективности тарелки, но также приводит к повышенному уровню воды. Критерий, используемый при определении диаметра колонны, состоит в том, чтобы сначала определить минимальную площадь поперечного сечения, при которой происходит затопление, а затем увеличить эту площадь путем деления на 0,85, как правило, для более крупных колонн и на 0,75 для более мелких (<2 м в диаметре) колонн.

5.2.4.1 Тарельчатые колонны. В случае тарельчатых колонн, критерием, используемым при определении «диаметра затопления», является затопление при уносе, которое происходит из-за переноса капель жидкости паром (для пенообразующих жидкостей, где такой тип затопления становится более сильным, большее увеличение в диаметре колонны, превышающем диаметр, заданный делением «площади затопления» на 0,85). Скорость потока пара при затоплении соответствует скорости, необходимой для суспендирования капли жидкости, и связана с плотностью жидкости (*Souders and Brown, 1934a*):

$$\frac{\dot{V}}{A} = C_F \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_V}{\rho_V}}$$

где $\dot{V}$ - объемный расход пара, A - чистая площадь поперечного сечения колонны, доступная для потока пара, то есть после вычитания площади поперечного сечения нисходящего стояка, ρ_L и ρ_V - плотности жидкости и пара, а F является эмпирически определенным фактором для данного типа тарелки и связан с отношением массовых скоростей потока жидкости и пара, отношением плотности жидкости к парам, поверхностным натяжением жидкости и геометрией тарелки, включая расстояние между тарелками. Площадь сливного отверстия для заданного промежутка между тарелками основывается на эмпирически определенной скорости прозрачной жидкости через сливной желоб, около 0,2 фута/с (0,06 м/с) для жидкости с высоким пенообразованием, когда расстояние между лотками составляет от 18 дюймов (46 см) до 0,6 футов/с (0,18 м/с) для жидкости с низким пенообразованием, когда расстояние между лотками достигает 30 дюймов (76 см). Корреляции, представленные *Kozioł u Mackowiak (1990a)* или в Справочнике инженера-химика Перри (*Green, 2007a*), могут использоваться для оценки доли жидкости, захваченной парами. Обычно унос, измеряемый по массе, ограничен 10% потока жидкости, и, если он больше, диаметр колонны или расстояние между тарелками увеличивается.

Падение давления на стороне пара можно рассматривать как сумму трех компонентов: (1) из-за потока пара через сухую тарелку, (2) из-за глубины жидкости на тарелке и (3), что требуется преодолеть поверхностное натяжение, когда пузырьки образуются в прорезях тарелки. Для таких компонентов, корреляция перепадов давления разработана с учетом конкретных типов тарелок и представлена в работе *Мадиган (1964a)* для ситчатых тарелок и *Бенет и соавт. (1983a)* для клапанных тарелок. В справочнике инженеров-химиков Перри (*Green, 2007a*) также представлена методика расчета перепада давления.

5.2.4.2. Колонны насадочного типа. Для произвольного типа условия наводнения и перепада давления могут быть получены из диаграммы безразмерного группирования, $(\dot{m}_L / \dot{m}_V)(\sqrt{\rho_V / \rho_L})$ (отмечено как ось-х) в зависимости от безразмерного группирования, $((\dot{m}_V / A)^2 C_F (\mu_L)^{0.2} / \rho_V \rho_L)(\rho_V / \rho_L)$ (отмечено как ось-у), где $\dot{m}_V$ и $\dot{m}_L$ - массовые скорости потока пара и жидкости, μ_L - вязкость жидкости, а C_F - «коэффициент уплотнения», учитывающий уникальную геометрию данного уплотнения (*Treybal, 1980a*). Представлены кривые

различных значений перепада давления на единицу высоты уплотнения (в качестве параметра), а также для условия наполнения. Кривая условий затопления (наполнения) может использоваться для определения площади поперечного сечения A , соответствующей затоплению, а затем путем увеличения A на соответствующий коэффициент, упомянутый ранее для безопасности ниже затопления, ось y - падение давления, соответствующее увеличенной площади поперечного сечения с использованием кривых падения давления.

Диаметр колонны должен рассчитываться на основании контрольного лотка или секции уплотнения, и требует оценки условий внутри колонны в разных тарелках или на разных высотах уплотнения, где скорости потока жидкости и/или пара или другие рабочие условия, такие как температура, значительно изменились. Если диаметр, рассчитанный для верхней секции, значительно больше, чем диаметр, требуемый для нижней секции, или наоборот, то обычно следует проектировать колонну с верхними и нижними секциями с двумя различными диаметрами, если длина каждой секции имеет значительно другой диаметр, обычно более 6 м.

5.3 СИСТЕМЫ ЖИДКОСТЬ-ТВЕРДОЕ ТЕЛО

5.3.1 Адсорберы

Адсорбция обычно проводится в неподвижном слое, который состоит из уплотненного слоя частиц адсорбента. Жидкость (газ, либо жидкость) течет вниз через слой в околоробочном режиме потока. Метод оценки перепада давления в слое был описан в Главе 3 и зависит от размера и формы частиц. Более крупные частицы приводят к меньшему перепаду давления, но более мелкие частицы обладают большей эффективностью. Поскольку большая часть площади поверхности находится в порах частиц адсорбента, площадь, доступная для диффузии пор, уменьшается по мере увеличения размера частиц для данного объема частиц. Адсорбент должен быть регенерирован или заменен до того, как может произойти прорыв из-за насыщения адсорбента, то есть когда нежелательные частицы больше не могут быть отделены и становятся выше допустимых значений в выходящем потоке. Как правило, для операций сушки, когда периодически адсорбированная вода отводится с помощью пара, два слоя снабжаются емкостью, рассчитанной на полный поток, причем один из них работает в режиме адсорбции, а другой регенерируется. В случае слоя активированного угля для удаления микроэлементов, который требует только нескольких часов регенерации и может регенерироваться реже, скажем, каждые 5 дней, два слоя не должны иметь размеры полного потока. Поскольку в течение периода регенерации одного слоя на другой слой будет подаваться весь поток, перепад давления в слое будет выше и должен учитываться при проектировании системы. Количество адсорбента и размер сосуда затем определяют на основе частоты замены или регенерации адсорбента. Когда регенерация выполняется с жидкостью (например, паром для сушки), протекающей вверх через слой, скорость жидкости должна быть ограничена, чтобы избежать подъема слоя, если над слоем не предусмотрена решетка для удержания частиц. Процесс адсорбции может быть смоделирован из первых принципов (модель переноса), как указано ниже, но имеет тенденцию быть довольно сложным. Вместо этого может быть использована модель объемного равновесия в качестве аппроксимирования, как описано далее в этом разделе.

5.3.1.1 Модель переноса. Большая часть адсорбции высокопористых частиц происходит внутри пор, а не на внешней поверхности, тогда можно считать, что процесс массопереноса для адсорбируемых частиц включает: диффузию через пленку вокруг твердых частиц в устье поры, диффузия внутри макропор к устьям микропор, а также к

поверхности стенки макропор и адсорбция, и диффузия внутри микропор к поверхности стенок микропор и адсорбция. Диффузия в порах может быть молекулярной диффузией и/или диффузией Кнудсена в случае газа с низкой плотностью, когда диаметр поры сопоставим или меньше среднего свободного пробега молекул, и поверхностной миграцией.

При диффузии Кнудсена молекулы отскакивают от стенок пор во время их миграции, а не друг от друга. Моделирование всего процесса массопереноса значительно упрощается, если только один из вышеуказанных этапов является этапом управления, который может иметь место в зависимости от системы и ее условий эксплуатации.

Массоперенос через пленку можно смоделировать эмпирически с помощью уравнения 5.17, которое аналогично уравнению конвективного теплообмена 4.2 с использованием разности концентраций в качестве движущей силы:

$$N_A = k_C (C_{\text{объем}} - C_{\text{вх.}}) \quad (5.17)$$

где k_C - коэффициент массопередачи, $C_{\text{объем}}$ - объемная концентрация газа адсорбата, а $C_{\text{вх.}}$ - концентрация в устье поры (впуск). Получены корреляции для коэффициента массопередачи, k_C для уплотненных слоев, такие как уравнение 5.18 (*Wakao and Funazkri, 1978a*), связывающие число Шервуда, $Sh = (k_C D_P / D_m)$, число Шмидта, $Sc = \nu / D_m$ и число Рейнольдса, $Re = \nu D_P / \nu$ для $3 < Re < 10\,000$

$$Sh = 2 + 1.1 Re^{0.6} Sc^{1/3} \quad (5.18)$$

где ν - поверхностная скорость жидкости, D_P - диаметр частицы, D_m - молекулярная диффузия, а ν - кинематическая вязкость жидкости.

Упрощенная геометрическая модель для пор состоит из рассмотрения их как цилиндрической формы со средним диаметром пор и применения экспериментально определенного «коэффициента извилистости» (определяемого как отношение фактического расстояния, которое молекула проходит между двумя точками, к кратчайшему расстоянию между этими двумя точками), чтобы объяснить, что поры не являются прямыми и цилиндрическими, а состоят из ряда извилистых и взаимосвязанных путей с различными площадями поперечного сечения. Комбинированная скорость массопереноса через жидкость, диффундирующую через поры, и адсорбция на внутренней твердой поверхности поры может быть получена путем рассмотрения идеальной поры и выполнения баланса масс дифференциального элемента в осевом направлении пор, а затем интегрируя по всему объему длины пор при одновременном решении адсорбции на твердой поверхности. Тепловые эффекты и колебания температуры также должны учитываться при значительной теплоте адсорбции. Используется эффективная диффузионная способность, которая учитывает молекулярную, Кнудсеновскую и поверхностную диффузии и извилистость, и эта методология аналогична методологии, используемой при моделировании гетерогенных каталитических реакций (*Carberry, 1976a; Levenspiel, 1972a*), за исключением того, что для адсорбции внутри частицы анализ влечет за собой нестационарное состояние, так как поверхность частицы насыщается адсорбентом в течение определенного периода времени. Процесс поверхностной адсорбции в целом удовлетворительно согласуется с экспериментальными данными с помощью выражений скорости первого порядка, использующих движущую силу в качестве смещения от равновесия (*Levenspiel, 1972a*). Скорость адсорбции J_A может быть записана как:

$$J_A = k_a (C_{\text{поры}}^* - C_{\text{поры}}) \quad (5.19)$$

где k_a обычно показывает зависимость типа Аррениуса от температуры, $C_{\text{поры}}$ - это концентрации жидкой фазы частиц адсорбата внутри поры, а $C_{\text{поры}}^*$ соответствует концентрациям жидкой фазы частиц адсорбата внутри поры в равновесии с твердой поверхностью. Далее, отношение типа, выраженного уравнением 5.6, используется в отношении $C_{\text{поры}}^*$ и концентрации адсорбата на твердой поверхности.

5.3.1.2 Модель равновесия. Для оценки массы адсорбента m_{Ad} , необходимого для обработки жидкости со скоростью V_F , такой, что дробная загрузка адсорбента составляет Ψ_{Ad} от его значения в равновесии с указанной концентрацией $C_{\text{вых.}}$ (масса/единица объема) в вытекающей жидкости, которая достигается за время t (когда заменяется или перезаряжается слой адсорбента), общий баланс массы адсорбата для системы, показанной на рисунке 5.7, дает:

$$C_{\text{вх.}} \dot{V}_F t + X_{Ad} m_{Ad} = C_{\text{вых.}} \dot{V}_F t + \Psi_{Ad} X_{Ad}^* m_{Ad} \quad (5.20)$$

где X_{Ad} - начальная концентрация (массовая доля) в адсорбате, X_{Ad}^* - равновесное значение, соответствующее $C_{\text{вых.}}$, а $C_{\text{вх.}}$ - концентрация в обрабатываемой жидкости. Далее требуется связь между $C_{\text{вых.}}$ и X_{Ad}^* . Если система может быть описана изотермой Ленгмюра, уравнение 5.6 можно записать в виде концентраций как:

$$\frac{X_{Ad}^*}{X_{Ad, \text{sat}}} = \frac{K C_{\text{вых.}}}{1 + K C_{\text{вых.}}} \quad (5.21)$$

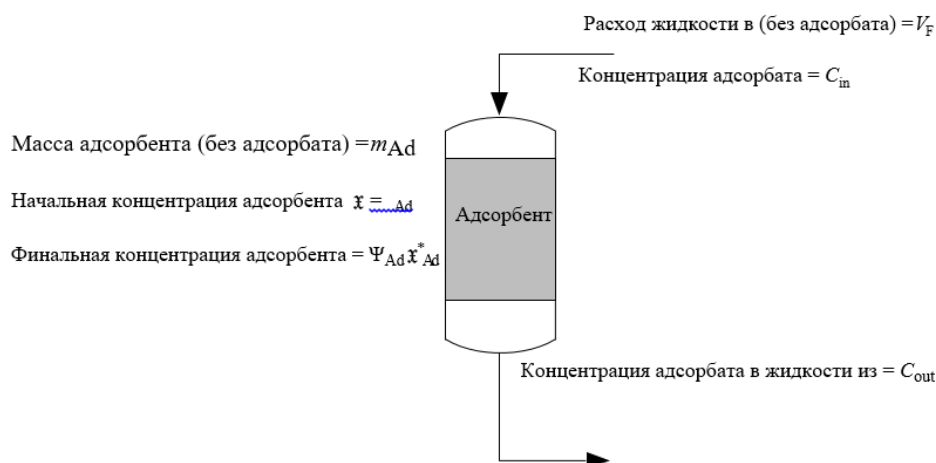


РИСУНОК 5.7 Процесс адсорбции

где $X_{Ad, \text{sat}}$ - максимальная или насыщенная концентрация адсорбата в адсорбенте, постоянная для данной системы, и должна быть определена по экспериментальным данным вместе с K . Одновременное решение уравнений 5.20 и 5.21 дает значение m_{Ad} . Обратите внимание, что этот метод не может быть использован, при значительном тепле адсорбции, поскольку тепло начинает накапливаться, повышая температуру слоя, что влияет на отношения между $C_{\text{вых.}}$ и X_{Ad}^* .

5.3.2 Каталитические процессы и реакторы

Каталитические реакции могут проводиться в уплотненных слоях (реакторы с неподвижным слоем, трубчатые реакторы и реакторы со струйным слоем), в

псевдооживленном слое и в пузырьковых слоях суспензии в зависимости от типа реакционной системы и масштаба работы. Далее следует краткое описание этих основных типов реакторов, а также описание процесса массопереноса и моделирования реактора.

5.3.2.1 Реактор с уплотненным слоем. Реактор с неподвижным слоем, который состоит из уплотненного слоя частиц катализатора, является наиболее подходящим для крупномасштабных, относительно медленных реакций, которые не имеют большой теплоты реакции. Жидкость, состоящая из газа или жидких потоков, течет вниз через слой, содержащийся в сосуде. Метод оценки перепада давления в слое был описан в Главе 3 и зависит от размера и формы частиц. Более крупные частицы приводят к меньшему падению давления, но более мелкие частицы имеют большую площадь поверхности на единицу объема слоя для каталитической активности. Большая часть площади поверхности находится в порах катализатора, как и в частицах адсорбента, и площадь, доступная для каталитической активности, уменьшается для данного объема катализатора. Реактор может работать как адиабатический реактор, когда изменение температуры приемлемо с точки зрения конструкции катализатора и емкости. Для экзотермических реакций: (i) могут быть установлены либо охлаждающие змеевики для отвода тепла, например, посредством генерирования пара, (ii), либо иметь несколько слоев в сосуде и охлаждать стоки из первого слоя путем смешивания свежего сырья перед его поступлением во второй слой и т. д. (iii) или путем установки теплообменника поверхностного типа с охлаждающей средой между слоями, содержащимися в отдельных сосудах. Плохой контроль температуры может вызвать местный перегрев и привести к дезактивации катализатора и к расплавлению стенки реактора. Это не только теплота реакции, но и высокая скорость реакции (высокие скорости могут генерировать большое количество тепла в локализованных областях), низкая теплопроводность в слое (более высокая проводимость может рассеивать тепло) и недостаточное охлаждение, что может привести к местному перегреву. Может возникнуть и ситуация «побега», поскольку более высокие температуры также увеличивают скорости реакций (при работе не слишком близко к точке равновесия), что может еще больше усугубить проблему.

Трубчатый реактор используется для высокоэнталпических реакций и также состоит из «уплотненного слоя», но содержится внутри трубки, так что тепло может эффективно передаваться извне трубки. Падение давления имеет два компонента, один из-за уплотненного слоя с учетом эффекта стенки трубы (поскольку жидкость может преимущественно течь вдоль стенок), а другой из-за самого трения обнаженной стенки трубы.

В реакторе со струйным течением реагирующая газовая и жидкая фазы протекают вниз прямым потоком через уплотненный слой твердых частиц (катализатора).

5.3.2.2 Реакторы с псевдооживленным слоем. Преимущество этого типа реактора состоит в том, что загрузка и удаление катализатора проще, что особенно полезно, когда катализатор приходится часто удалять, заменять или регенерировать. Как правило, может быть достигнута высокая степень конверсии с большой пропускной способностью, но частицы должны быть устойчивыми к истиранию и не должны агломерироваться. Циклоны, как правило, устанавливаются для утилизации мелочи на кровать. Метод оценки перепада давления в слое, а также минимальной скорости псевдооживления был описан в Главе 3 и зависит от размера и формы частиц. Желательно узкое распределение частиц по размерам, при этом сферическая форма является наиболее устойчивой к истиранию. Большое тепло реакции можно легко контролировать в псевдооживленном слое, поддерживая равномерное распределение температуры.

5.3.2.3 Реактор с трёхфазным псевдооживленным слоем. Реакторы с трёхфазным псевдооживленным слоем могут быть использованы для реакции трех фаз: твердого, жидкого и газового, но при синтезе химических побочных продуктов из синтез-газа твердое вещество является катализатором, жидкость служит теплоотводом, а газ содержит реагирующие частицы. Частицы (катализатора) суспендируют в циркулирующей жидкости, в то время как газ поднимается вверх через жидкую фазу. Реакторы с трёхфазным псевдооживленным слоем чаще всего используются при высокой температуре реакции. Частицы должны быть устойчивыми к истиранию, в то время как частицы катализатора малого размера желательны для большей массы и скорости теплопередачи, но, если они слишком малы, могут переноситься потоком газа, выходящим из реактора, и также могут вызывать образование кластеров частиц, что приводит к уменьшению скоростей массопереноса. Реактор этого типа имеет некоторые из тех же преимуществ с псевдооживленным слоем в отношении загрузки и удаления катализатора, что особенно полезно, когда катализатор приходится часто удалять, заменять или регенерировать, и высокую скорость конверсии с большой пропускной способностью. Перепад давления на стороне газа может быть ниже, что экономит мощность и стоимость сжатия.

5.3.2.4 Реактор усовершенствованной конструкции. Использование микроканальной технологии является развивающейся областью для повышения скорости реакции и уменьшения размера реакторной системы за счет увеличения массы и скорости теплопередачи. Эти компактные реакторы содержат тысячи каналов с характерными размерами в миллиметровом диапазоне. Каналы с диаметрами в диапазоне 0,1–10 мм, заполненные катализатором, чередуются с каналами, заполненными теплоносителем, для экзотермических реакций. Небольшие размеры каналов допускают большие скорости теплопередачи, и в результате можно использовать более активные катализаторы без развития чрезмерных локальных температур или горячих точек.

Мембранные реакторы, обсуждаемые в Главе 11, являются еще одной перспективной технологией для использования на энергетических установках. Эти реакторы используют высокотемпературные мембраны для выделения продуктов реакции, поскольку они образуются для равновесия в сторону более высокой конверсии, тогда как в обычных реакторах конверсия ограничивается равновесием.

5.3.2.5 Модели реактора. Модель переноса для реактора аналогична модели, изложенной для процесса адсорбции, за исключением того, что она влечет за собой перенос обычно двух частиц (реагентов) на поверхность катализатора в порах и перенос продуктов реакции в противоположном направлении. Требуется кинетическое выражение для скорости реакции, специфичное для данной системы. Например, выражение для общей кинетики реакции сдвига водяного газа, $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2$, которое встречается в современных комбинированных циклах комплексной газификации (которые включают декарбонизацию

синтез-газа перед его сжиганием в газовой турбине), представляет собой выражение типа Ленгмюр-Хиншелвуд полученное в предположении, что обе реагирующие молекулы адсорбируются, а адсорбированные молекулы подвергаются бимолекулярной реакции. Скорость превращения CO, в частности, на катализаторе на основе Fe (Подольски и Ким, 1974) определяется как:

$$r_{CO} = kK_1K_2 \frac{p_{H_2O} p_{CO} - p_{H_2} p_{CO_2} / K_p}{(1 + K_1 p_{CO} + K_2 p_{H_2O} + K_3 p_{CO_2} + K_4 p_{H_2})^2}$$

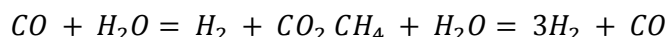
где k и K_p - скорость и общие константы равновесия для реакции сдвига водяного газа, в то время как K_1 , K_2 , K_3 и K_4 - константы адсорбционного равновесия для CO, H₂O, CO₂ и H₂.

В целом, модель должна учитывать скорости адсорбции, сопровождаемые поверхностной реакцией и последующей десорбцией, которые могут играть ключевую роль в этом процессе, контролируемом скоростью. Упрощение общего выражения скорости реакции, конечно, стало возможным благодаря определению того, какой из этих трех этапов (адсорбция, поверхностная реакция или десорбция) является контролирующим.

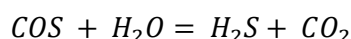
Модель объемного равновесия может использоваться в качестве приближения. В качестве примера ниже описаны методы расчета для определения состава отходящих газов и температуры на выходе в случае адиабатического реактора или требуемой скорости теплопередачи в случае неадиабатического реактора для требуемой температуры на выходе. Для этой иллюстрации выбран паро-метановый риформер, в котором H₂O реагирует с CH₄ с образованием синтез-газа (в первую очередь, смеси H₂ и CO, но, кроме того, выходящий из реактора поток будет также содержать CO₂, который также образуется, и непрореагировавшие H₂O и CH₄) с заданный набор конструктивных параметров, таких как состав сырья, давление и температура, а также перепад давления в реакторе.

Такие расчеты выполняются путем решения системы одновременных уравнений, состоящих из элементарных балансов, энергетического баланса и коэффициента реакции для каждой из термодинамически независимых реакций, которые количественно определяют подход к термодинамическому равновесию. Такая термодинамическая модель часто используется в системных исследованиях, где состав и температура отходящего потока реактора (или общий коэффициент теплопередачи) должны быть определены количественно, и когда размер реактора можно определить опытным путем. Для определения размера реактора (и количества катализатора, необходимого для каталитического реактора) неэмпирически требуется описанная ранее модель переноса, которая учитывает не только кинетику реакции, но также процессы тепломассопереноса в зависимости от того, какой из этих процессов скорости является или контролируемым. Обратите внимание на то, что модель кинетики реакции будет зависеть от характеристик данного катализатора.

Термодинамически независимые реакции:



Следующая реакция также должна учитываться, когда присутствуют H₂S и / или COS, и в этом случае используется устойчивый к сере катализатор, который может гидролизовать COS:



Каждый из элементарных балансов дает следующий набор уравнений с

неразреагирующими элементами, которые объединены в единое целое как «инерты»:

Н (водородный) баланс:

$$4\dot{M}_{\text{ВЫХ},CH_4} + 2\dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2} + 2\dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2O} = \dot{M}_H \quad (5.22)$$

С (углеродный) баланс:

$$\dot{M}_{\text{ВЫХ},CH_4} + \dot{M}_{\text{ВЫХ},CO} + \dot{M}_{\text{ВЫХ},CO_2} = \dot{M}_C \quad (5.23)$$

О (кислородный) баланс:

$$\dot{M}_{\text{ВЫХ},CO} + 2\dot{M}_{\text{ВЫХ},CO_2} + \dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2O} = \dot{M}_O \quad (5.24)$$

S (серный) баланс (когда присутствуют соединения серы):

$$\dot{M}_{\text{out},H_2S} + \dot{M}_{\text{out},COS} = \dot{M}_S \quad (5.25)$$

Инертный баланс:

$$\sum \dot{M}_{\text{ВЫХ},I} = \sum \dot{M}_I \quad (5.26)$$

где $\dot{M}_{\text{ВЫХ},CH_4}$, $\dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2}$, $\dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2O}$, $\dot{M}_{\text{ВЫХ},CO}$, $\dot{M}_{\text{ВЫХ},CO_2}$, и $\dot{M}_{\text{ВЫХ},I}$ это молярные скорости каждого из видов в вытекающих реакторах, которые необходимо определить, и $\dot{M}_H$, $\dot{M}_C$, $\dot{M}_O$, $\dot{M}_S$, и $\dot{M}_I$ являются общими молями каждого из атомных элементов или инертных частиц в сырье для реактора. Далее из соображений равновесия:

Реакции риформинга:

$$\frac{\dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2}^3 \dot{M}_{\text{ВЫХ},CO}}{\dot{M}_{\text{ВЫХ},CH_4} \dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2O} \dot{M}_{\text{ВЫХ},\text{Общ}}^2} = K_R \quad (5.27)$$

Реакция перемещения:

$$\frac{\dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2} \dot{M}_{\text{ВЫХ},CO_2}}{\dot{M}_{\text{ВЫХ},CO} \dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2O}} = K_S \quad (5.28)$$

Реакция гидролиза COS:

$$\frac{\dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2S} \dot{M}_{\text{ВЫХ},CO_2}}{\dot{M}_{\text{ВЫХ},COS} \dot{M}_{\text{ВЫХ},H_2O}} = K_H \quad (5.29)$$

где $\dot{M}_{\text{ВЫХ},TOT}$ - общая молярная масса потока из реактора, K_R , K_S и K_H - коэффициенты реакции, которые соответствуют константам равновесия для трех реакций при определенных эмпирически температурах, чтобы учесть неполные реакции (ниже фактической температуры стоков для реакции риформинга, поскольку эта реакция является эндотермической и выше фактической температуры стоков для реакции сдвига).

Восемь уравнений (5.22) - (5.29), приведенных выше, вместе с балансом энтальпии

на реакторе позволяют определить состав и температуру потока в случае адиабатического реактора или скорость поглощения тепла (или выделения) в случае неадиабатического реактора. Обратите внимание, что K_y (K_R , K_S и K_H в этом примере), основаны на мольных долях, связаны с K_p , о котором говорилось в Главе 2 для реакции $aA + bB \leftrightarrow cC + dD$ следующим образом:

$$K_y = K_p P^{(a+b-c-d)}$$

Пример 5.3. Подача в реактор со сменным неподвижным слоем имеет следующий состав (в моль): 20% CO, 10% CO₂, 22% H₂ и 40% H₂O, остальное составляет N₂, и покидает реактор при температуре 391°C. Рассчитайте состав отходящих газов после того, как катализатор выдержит такое количество, чтобы выходящий состав соответствовал равновесному составу при температуре, превышающей фактическую температуру на выходе реактора на 14°C («температура приближения» 14 C).

Решение

В случае единственной термодинамически независимой реакции, как в случае реактора "мягкого" сдвига с исходным газом, свободным от любой серы или HCN, который может подвергаться гидрированию с образованием CH₄ и NH₃, решение упрощается с помощью молярной конверсии X на реакцию. Исходя из стехиометрии реакции сдвига, мольные доли в стоках будут $y_{CO} - X$, $y_{CO_2} + X$, $y_{H_2} + X$, $y_{H_2O} - X$. Тогда:

$$\frac{(y_{H_2} + X)(y_{CO_2} + X)}{(y_{CO} - X)(y_{H_2O} - X)} = K_S$$

или

$$(1 - K_S)X^2 + [y_{CO_2} + y_{H_2} + K_S(y_{CO} + y_{H_2O})]X + (y_{CO_2}y_{H_2} - K_Sy_{CO} + y_{H_2O}) = 0$$

Решение этого квадратного уравнения с $K_S = 15,26$, которое соответствует температуре 391+14=405C (что выше, чем фактическая температура на выходе, дающая меньшую конверсию, чем равновесная конверсия для экзотермической реакции), дает $X = 0,17$, что приводит к составу стоков 3% CO, 27% CO₂, 39% H₂ и 23% H₂O на моль.

Литература

- Bennett DL, Agrawal R, Cook PJ. New pressure drop correlation for sieve tray distillation columns. *AIChE J* 1983;29(3):434-442.
- Bird RB, Stewart WE, Lightfoot EN. **Transport Phenomena**. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc.; 2007.
- Brunauer S, Emmett PH, Teller E. Adsorption of Gases in Multimolecular Layers. *J Am Chem Soc* 1938;60:309-319.
- Burgess JM, Calderbank PH. The measurement of bubble parameters in two-phase dispersions- II: The structure of sieve tray froths. *Chem Eng Sci* 1975;30(7):1107-1121.
- Carberry JJ. **Chemical and Catalytic Reaction Engineering**. New York: McGraw-Hill; 1976.
- Chilton TH, Colburn AP. Mass transfer (absorption) coefficients prediction from data on heat transfer and fluid friction. *ind Eng Chem*. 1934;26(II):П83-П87.
- Fenske MR. Fractionation of straight run Pennsylvania gasoline. *ind Eng Chem* 1932;24:482.
- Garcia JA, Fair JR. A fundamental model for the prediction of distillation sieve tray efficiency. 1. Database development. *ind Eng Chem. Res* 2000;39(6):1809-1817.

- Geddes RL. Local efficiencies of bubble plate fractionators. *Trans Am inst Chem Eng* 1946;42:79.
- Green DW, editor. ***Perry's Chemical Engineers' Handbook***. 8th ed. New York: McGraw-Hill; 2007.
- Hughmark GA. Models for vapor-phase and liquid-phase mass transfer on distillation trays. *AIChE J* 1971;17:1295.
- King CJ. ***Separation Processes***. Mineola, NY: Courier Dover Publications; 2013.
- Koziol A, Mackowiak J. Liquid entrainment in tray columns with downcomers. *Chem Eng Process* 1990;27(3):145-153.
- Krishna R, Standart GL. Mass and energy transfer in multicomponent systems. *Chem Eng Commun* 1979;3(4-5):201-275.
- Levenspiel O. ***Chemical Reaction Engineering***. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, inc.; 1972.
- Madigan CM. Pressure drop and stability characteristics of Sieve Tray columns [doctoral dissertation]. New York: New York University; 1964.
- Neuberg HH, Chuang KT. Mass transfer modeling for GS heavy water plants. *Can J Chem Eng* 1982;60:504-510.
- Palla R. Meeting Staged CO₂ Capture Requirements with the UOP SELEXOL™ Process. Gasification Technologies Conference; October 2009; Colorado Springs, CO.
- Parente JO, Traverso A, Massardo AF. Saturator analysis for an evaporative gas turbine cycle. *Appl Therm Eng* 2003;23(10):1275-1293.
- Piche S, Levesque S, Grandjean B, Larachi F. Prediction of HETP for randomly packed towers operation: integration of aqueous and non-aqueous mass transfer characteristics into one consistent correlation. *Sep Purif Technol* 2003;33(2):145-162.
- Podolski WF, Kim YG. Modeling the water-gas shift reaction. *Ind Eng Chem Process Des Dev* 1974;13(4):415-421.
- Poling BE, Prausnitz JM, O'Connell JP. ***The Properties of Gases and Liquids***. 4th ed. New York: McGraw Hill; 2001.
- Prado M, Fair JR. Fundamental model for the prediction of sieve tray efficiency. *Ind Eng Chem Res* 1990;29(6):1031-1042.
- Rachford HH, Rice JD. Procedure for use of electrical digital computers in calculating flash vaporization hydrocarbon equilibrium. *J Petrol Tech* 1952;4(10):19.
- Rao AD, inventor; Fluor Corporation, assignee. Process for producing power. US patent 4,829,763. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office; 1989, May 16.
- Reddy S, Johnson D, Gilmartin J. Fluor's Econamine FG PlusSM Technology for CO₂ Capture at Coal-fired Power Plants. Power Plant Air Pollutant Control "Mega" Symposium; August 2008; Baltimore, MD.
- Souders M, Brown GG. Design of fractionating columns I. Entrainment and capacity. *Ind Eng Chem*. 1934;26(1):98-103.
- Treybal RE. ***Mass Transfer Operations***. New York: McGraw-Hill; 1980.
- Underwood AJV. Fractional distillation of multicomponent mixtures. *Chem Eng Prog* 1948;44(8):603-614.
- Wakao N, Funazkri T. Effect of fluid dispersion coefficients on particle-to-fluid mass transfer coefficients in packed beds: correlation of Sherwood numbers. *Chem. Eng Sci* 1978;33(10):1375-1384.
- Wang GQ, Yuan XG, Yu KT. Review of mass-transfer correlations for packed columns. *Ind Eng Chem. Res* 2005;44(23):8715-8729.
- Zuiderweg F. Sieve trays—A review on the State of the Art. *Chem. Eng Sci* 1982;37:1441.

6

ПЕРВИЧНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Первичным двигателем является машина, которая преобразует энергию (не механическую) в рабочую (механическую), и примерами таких машин являются газовая турбина, паровая турбина, поршневой двигатель внутреннего сгорания и гидравлическая турбина. Эти машины могут использоваться для вращения генератора при выработке электроэнергии или привода другой машины, такой как компрессор или насос. Другим примером первичного двигателя, который будет рассмотрен позже в главе 12, является ветряная турбина. Газовая турбина, паровая турбина и поршневой двигатель внутреннего сгорания - это тепловые двигатели, то есть они преобразуют тепловую энергию в рабочую, в то время как гидравлические и ветровые турбины преобразуют имеющуюся кинетическую энергию в жидкости в рабочую. В случае гидравлических турбин жидкость представляет собой жидкость под давлением или с накопленной потенциальной энергией, которая затем преобразуется в кинетическую энергию в жидкости, когда жидкость поступает в турбину.

Как газовая турбина, так и поршневой двигатель внутреннего сгорания являются «дышащими воздухом» машинами, и, если поблизости от них случайно выделяется легковоспламеняющийся пар, существует вероятность втягивания паров в воздухозаборник двигателя, где они будут действовать как топливо, и во время таких эпизодов требуется останавливать работу двигателей. С другой стороны, некоторые газовые турбины используются для «очистки» воздуха, загрязненного парами, где в камере сгорания газовой турбины может происходить расщепление или окисление хотя и при гораздо более низких концентрациях в воздухе.

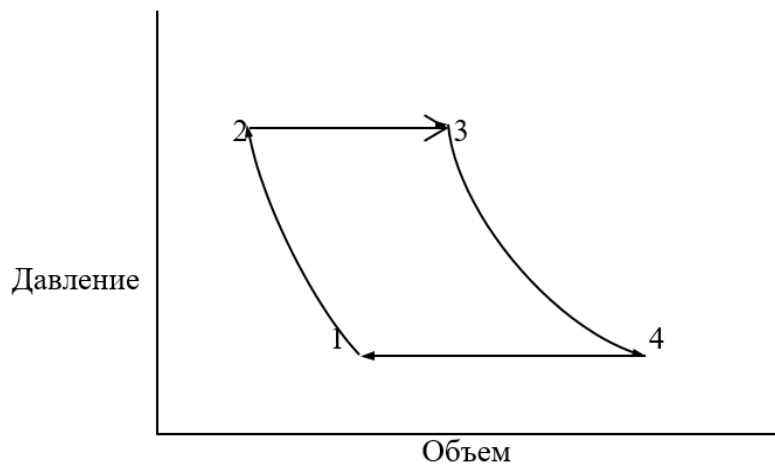


РИСУНОК 6.1 Воздушно-стандартный цикл Брайтона

6.1 ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ

Цикл Брайтона в форме «воздушного стандартного цикла¹» изображен на рисунке 6.1 (Cengel and Boles, 1998; Смит и соавт., 2005) и состоит из адиабатического сжатия газа (от точки состояния 1 до 2), за которым следует добавление тепла к газу под давлением при постоянном давлении (от точки состояния 2 до 3), а затем адиабатическое расширение нагретого воздуха под давлением (от точки состояния 3 до 4). Цикл назван в честь Джорджа Брайтона, американского инженера. Механизмом, включающим этот цикл, является газовая турбина, которую также иногда называют турбиной сгорания, в которой происходит добавление тепла путем сгорания подходящего вида топлива в воздухе под давлением. В отличие от идеального цикла, камера сгорания имеет перепад давления, обычно около 4%. Чистая работа, производимая циклом, представляет собой разницу между производимой на стадии расширения (в турбине) и потребляемой на стадии сжатия (в компрессоре). Как правило, в современных газовых турбинах работа, необходимая для компрессора составляет половину мощности, вырабатываемой турбиной; турбины имеют высокую температуру на входе, которая достигает до 1600° С в мощных (полезный размер) современных газовых турбинах. Используются как замкнутые, так и открытые формы этого цикла, и наиболее распространенным является открытый цикл.

В замкнутом цикле рабочая жидкость (газ) действует в замкнутом контуре с теплообменом между рабочей жидкостью и источником тепла или теплоотводом, происходящим через теплообменники поверхностного типа. Такой цикл также называется «косвенным циклом» в отличие от «прямого цикла» как в турбине внутреннего сгорания. Источник тепла в цикле газовой турбины косвенного действия может состоять из нагретых продуктов сгорания, образующихся при сжигании «грязного» топлива, такого как уголь или биомасса, как рассматривалось в главе 9, или это может быть тепло, генерируемое в результате ядерной реакции, или сконцентрированное зеркалами солнечное тепло, как описано в главе 12. Газ, выходящий из стадии расширения после отвода тепла на систему охлаждения через теплообменное оборудование, подается на стадию сжатия для завершения цикла, приводящего к замкнутому циклу с косвенным срабатыванием.

¹ Идеальный цикл, приближен к замкнутому циклу, в котором процесс сгорания заменяется добавлением тепла через теплообменник, при этом предполагается, что рабочая жидкость полностью представляет собой воздух, ведущий себя как идеальный газ, и что все процессы являются внутренне обратимыми.

6.1.1 Принцип действия

Как показано на рисунке 6.2, в газовой турбине «простого цикла» в форме открытого цикла свежий (отфильтрованный) воздух поступает на стадию сжатия, и добавление тепла в цикл происходит путем непосредственного сжигания «чистого» топлива (например, природный газ, дистиллят, дистиллятное нефтяное топливо и синтез-газ, получаемый при газификации «грязного» топлива, такого как уголь или биомасса) в нагнетаемом воздухе. Продукты сгорания входят в стадию расширения, в то время как непреобразованная тепловая энергия уносится газом после завершения стадии расширения. В некоторых случаях тяжелые масла, полученные из нефти, которые «загрязнены» из-за содержания в них металла и серы, также запускаются непосредственно в газовую турбину. Газовая турбина в таких случаях работает при более низких температурах на входе в турбину, чтобы минимизировать неблагоприятные воздействия металлов и серы, которые присутствуют в этом типе топлива, что приводит к снижению производительности и эффективности. Обратите внимание на то, что уравнение 3.29 показывает, что мощность, развиваемая во время расширения, прямо пропорциональна абсолютной температуре на входе рабочей жидкости.

Существуют различные формы этого цикла, и наиболее распространенным является простой цикл, описанный выше. Промежуточное охлаждение может быть введено на стадии сжатия путем вставки промежуточного охладителя между компрессором низкого давления и компрессором высокого давления. Промежуточное охлаждение оправдано на основе первого закона для очень высоких общих коэффициентов сжатия, и оптимальное расположение для промежуточного охладителя таково, что коэффициент давления в компрессоре низкого давления намного ниже, чем в компрессоре высокого давления. Воздух из компрессора перед входом в стадию добавления тепла может быть предварительно нагрет относительно выхлопа турбины, что приводит к «циклу рекуперации». Когда в цикл включены как промежуточное охлаждение, так и рекуперация, оптимальное расположение промежуточного охладителя таково, что низкое давление и соотношение компрессора высокого давления аналогичны, в зависимости от их температуры на входе.



РИСУНОК 6.2 Газовая турбина открытого цикла

Полезная энергия, выработанная газовой турбиной, вместо преобразования в электричество путем вращения генератора, может быть использована непосредственно в качестве механической энергии для привода другого вращающегося оборудования, такого как компрессор. Реактивный двигатель самолета представляет собой газовую турбину, за исключением того, что чистая мощность двигателя является тягой от выхлопа турбины, при этом турбина производит достаточно энергии для работы компрессора.

В более крупных масштабах существуют два типа наземных газовых турбин, двигатели с тяжелой рамой и воздушные двигатели. Двигатели с тяжелой рамой характеризуются коэффициентами сжатия, которые ниже имеют тенденцию быть физически большими. Большинство каркасных двигателей имели коэффициенты сжатия ниже 15, но степень сжатия неуклонно возрастала, чтобы в полной мере воспользоваться растущими температурами на входе турбины, а некоторые из современных газовых турбин имеют коэффициенты давления, близкие к 25. Аэродинамические двигатели, как следует из названия, являются производными от реактивных двигателей и имеют коэффициенты сжатия, которые намного выше и тенденцию стать еще более компактными. Удельная мощность на выходе, которая определяется как полезная мощность, вырабатываемая на единицу расхода воздуха, поступающего в компрессор газовой турбины, постоянно увеличивается с коэффициентом давления, тогда как КПД показывает пиковое значение при определенном коэффициенте давления, и этот коэффициент давления увеличивается вместе с температурой на входе в турбину. На рисунке 6.3 количественно показано влияние коэффициента сжатия или давления на КПД стандартной газовой турбины простого цикла с температурой на входе в турбину 980 ° С для двух случаев: один с изэнтропической эффективностью компрессора и турбины на уровне 100%, а другой с более реальными значениями для небольшой газовой турбины (83% для компрессора и 86% для турбины). Графики показывают, что можно прийти к совершенно ошибочному выводу при использовании нереалистичной эффективности компонентов при анализе циклов, то есть в этом случае эффективность постоянно увеличивается с коэффициентом давления.

Оптимальный коэффициент давления газовой турбины в конфигурации простого цикла (т. е. без промежуточного охлаждения или рекуперации) намного ниже при использовании в комбинированных циклах (где выхлоп из газовой турбины используется в паровом цикле Ренкина), чем в простом применяемом цикле (где тепло отработавших газов уходит в атмосферу). Эффективность всего комбинированного цикла используется для оптимизации соотношения давления газовой турбины с одновременным учетом влияния на общую стоимость системы. Двигатели с большими тяжелыми рамами предназначены для применения в комбинированных циклах, и они также имеют более низкую удельную стоимость (\$ в расчете на кВт).

Спрос на электроэнергию меняется ежедневно и сезонно. Например, производственное предприятие может запускаться и останавливаться в течение дня и недели, в то время как кондиционеры включаются и выключаются сезонно. Наибольшее количество электроэнергии требуется потребителям в периоды пиковой нагрузки, превышающей «базовую нагрузку» на электроэнергию, которая требуется круглый год. Когда газовые турбины были впервые применены в электроэнергетической промышленности, большая часть электроэнергии, вырабатываемой газовыми турбинами, предназначалась для работы в режиме «пиковой нагрузки»² Однако с тех пор, с

² «Экзотические» конструкционные материалы необходимы в современных газовых турбинах, чтобы выдерживать экстремальные рабочие температуры, необходимые для достижения высокой эффективности, и эти материалы обычно имеют относительно низкую устойчивость к термоциклированию. Таким образом, производители газовых турбин строго ограничивают количество пусков в год, гарантируя производительность современных газовых турбин для такого пикового обслуживания.

увеличением эффективности и надежности, газовая турбина используется все больше и больше в генерации базовой нагрузки.

Тепло отработавших газов наземной газовой турбины, когда оно рекуперировано для выработки пара при производстве дополнительной электрической энергии в паровой турбине, приводящей к комбинированному циклу, как более подробно рассмотрено в Главе 9, является превосходным для выработки электроэнергии при базовой нагрузке для обеспечения процесса и централизованного теплоснабжения, с помощью ТЭЦ или когенерационной установки, как описано в Главе 10.

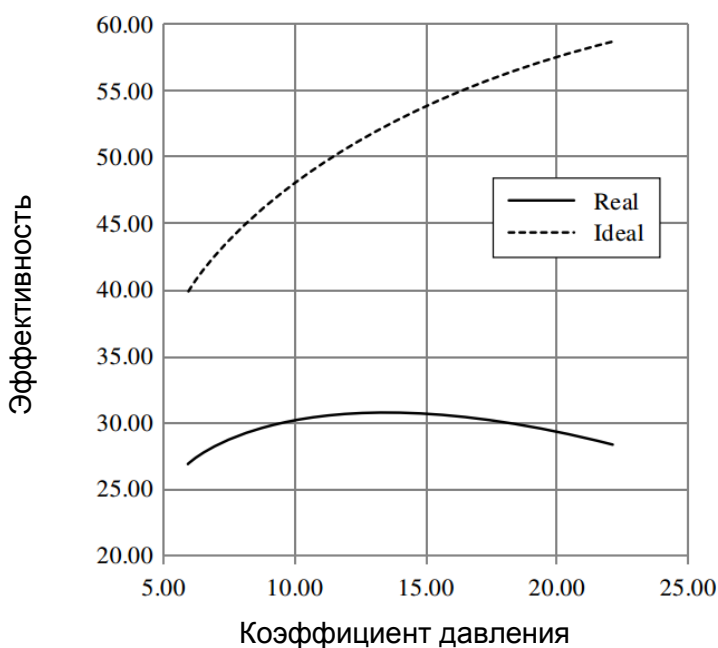


РИСУНОК 6.3 Влияние степени сжатия газовой турбины на КПД

КПД газовой турбины является максимальным, когда температура рабочей жидкости, поступающей на стадию расширения, также максимальна, так как работа по расширению максимальна, и это происходит, когда топливо сжигается с присутствием сжатого воздуха в стехиометрических условиях. Однако, когда природный газ сжигается с воздухом в стехиометрических условиях, результирующая температура продуктов сгорания превышает 1940°C (3500°F) (в зависимости от температуры воздуха для горения), что делает его слишком высоким с точки зрения материалов. Следовательно, необходимо использовать большое количество избыточного воздуха на стадии сгорания в качестве термического разбавителя для снижения температуры продуктов сгорания, причем эта температура ограничена такими факторами, как тип материалов, используемых в турбине, и технология охлаждения горячих частей, как описано в следующем пункте. Необходимость использования большого избытка сжатого воздуха в камере сгорания создает большую нагрузку на цикл, поскольку сжатие воздуха требует механической энергии, что снижает полезную мощность, производимую циклом, а также общую эффективность цикла.

Температура на входе в турбину неуклонно растет с тех пор, как впервые были введены газовые турбины, и современные газовые турбины имеют температуру на входе первого набора вращающихся лопастей в турбине (называемую температурой сгорания или температурой на входе в ротор) около $1300\text{--}1400^{\circ}\text{C}$ вместо менее чем 900°C в середине двадцатого века. Это повышение температуры сгорания стало возможным благодаря возможности работы компонентов турбины (которые вступают в контакт с горячими газами) при более высоких температурах. Значительное количество сжатого воздуха из

компрессора газовой турбины используется для охлаждения этих компонентов турбины, чтобы поддерживать температуру металла в их проектных пределах, которые могут варьироваться от 800 до 950 ° С в зависимости от используемых сплавов, в то время как газ проходящий через турбины может достигать температуры 1300–1400 ° С. В случае охлаждения лопаток турбины, охлаждающий воздух проходит через внутренние каналы, встроенные в лопасти турбины, и при воздушном охлаждении с открытой цепью (который используется в настоящее время), воздух выходит через отверстия, расположенные в стратегически важных местах в лопатке, соединяются с рабочей жидкостью, протекающей снаружи лопаток. При «пленочном охлаждении» воздух покидает лопасть таким образом, чтобы образовать изолирующий слой на внешней поверхности лопасти (преимущество охлаждения с открытой цепью перед охлаждением с замкнутой цепью). Необходимость охлаждения горячих частей турбины для заданной температуры на входе в турбину ограничивает общую эффективность газовой турбины, поскольку охлаждающий воздух снижает температуру горячего газа (рабочего тела), протекающего через турбину при перемешивании. Технологии разрабатываются в областях материалов, включая использование керамики и охлаждение турбины, чтобы минимизировать потребность в охлаждающем воздухе, как будет рассматриваться далее в Разделе 6.1.6. И наоборот, благодаря более совершенным материалам и технологиям охлаждения возможно повышение температуры на входе в турбину без значительного увеличения потребности в охлаждающем воздухе, что опять-таки влияет на увеличение общей эффективности цикла. Удельная рабочая мощность двигателя также увеличивается, что обычно приводит к снижению удельной стоимости оборудования (если материалы, используемые в двигателе для достижения более высокой эффективности и удельной мощности на выходе не слишком экзотичны).

Другие подходы к повышению эффективности включают замкнутый контур охлаждения пара, который возможен при использовании газовой турбины в комбинированных циклах. В современных газовых турбинах с воздушным охлаждением с температурой сгорания в диапазоне 1300–1400 ° С для охлаждения используется до 25% сжатого воздуха. Охлаждение пара в газовой турбине в замкнутом контуре обеспечивает эффективный способ повышения температуры сгорания без необходимости использования большого количества охлаждающего воздуха. Кроме того, пар с очень большой теплоемкостью является отличным теплоносителем. Охлаждение в замкнутом контуре также минимизирует потери импульса и разбавления в турбине (которые могут возникнуть, когда охлаждающий воздух, выходящий из лопасти при охлаждении в открытой цепи, смешивается с рабочей жидкостью, протекающей вне лопасти), в то время как турбина работает как частичный повторный нагреватель для пара нижнего цикла. Другое важное преимущество охлаждения с замкнутым контуром состоит в том, что перепад температуры между газом на выходе камеры сгорания и газом на входе ротора турбины уменьшается, поскольку охлаждающая жидкость, используемая в соплах турбины первой ступени, не смешивается с газами, протекающими через неподвижные лопасти (лопатки). Таким образом, требуемая температура на выходе из камеры сгорания уменьшается для данной температуры сгорания, что приводит к снижению выбросов NOx; борьба с выбросами NOx при таких высоких температурах сгорания является серьезной проблемой. Газовые турбины серии General Electric H включают паровое охлаждение как неподвижных, так и вращающихся лопастей ступеней турбины высокого давления, в то время как газовые турбины Siemens и Mitsubishi серии G включают водяное охлаждение неподвижных лопастей ступеней высокого давления.

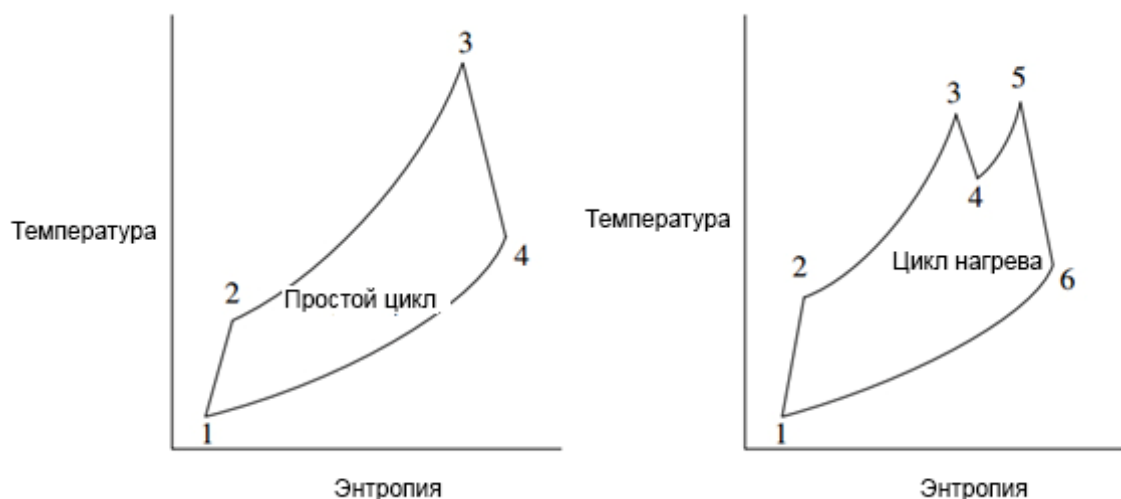


РИСУНОК 6.4 Простой цикл и циклы нагрева газовой турбины

Нагрев во время стадии расширения основного цикла Брайтона может быть использован для снижения температуры сгорания для данного КПД цикла, как показано на Рисунке 6.4. Точки состояния, показанные для случая простого цикла, соответствуют точкам, показанным на рисунке 6.1. Для цикла нагрева газовая турбина имеет камеру сгорания высокого давления (точки состояния 2–3 представляют добавление тепла в эту камеру сгорания высокого давления) и камеру сгорания низкого давления (точки состояния 4–5 представляют добавление тепла в эту камеру сгорания низкого давления). Выхлоп из камеры сгорания высокого давления поступает в турбину высокого давления, которая расширяет газы лишь частично (точки состояния 3–4 обозначают расширение в этой турбине высокого давления). Эти газы, находящиеся под давлением, значительно превышающем атмосферное, поступают в камеру сгорания низкого давления, где сгорает дополнительное топливо, и выхлопные газы этой камеры сгорания низкого давления затем поступают в турбину низкого давления для завершения стадии расширения (точки состояния 5–6 представляют расширение в этой турбине низкого давления). Оптимальный коэффициент давления, требующийся для такого цикла, имеет тенденцию быть выше, чем тот, который требуется для газовой турбины простого цикла, даже при более высокой температуре сгорания для достижения того же теплового КПД. Турбины с подогревом газа находились в промышленной эксплуатации, как это предлагает Alstom, и этот тип цикла может сыграть роль в достижении более высокой эффективности в будущем, но, поскольку температуры сгорания повышаются для достижения еще более высокой эффективности, отношение давления в компрессоре может стать ограничивающей технологией.

6.1.2 Влияние камер внутреннего сгорания на выбросы в атмосферу

В современных газовых турбинах используются три основных типа камер сгорания: баллонный, кольцевой и баллонно-кольцевой камеры сгорания. Камера сгорания может иметь трубчатую конструкцию, вкладыш и корпус. Первичный воздух для горения из компрессора направляется непосредственно в горелку, в то время как вторичный воздух для горения также из компрессора подается наружу из гильзы и входит в зону сгорания через прорези в гильзе при ее охлаждении. Несколько баллонов расположены вокруг центрального вала, в то время как продукты сгорания из каждой могут поступать в турбину через «переходную деталь». Основное преимущество этого типа камеры сгорания

обусловлено простотой конструкции и испытаний, поскольку один баллон можно испытать без возможного тестирования всей системы во время обслуживания и / или замены одного баллона. Кольцевая камера сгорания состоит из сплошного кожуха, внутри которого расположена гильза, что обеспечивает преимущество более равномерного сгорания, более короткого размера и меньшей площади поверхности. Количество требуемого охлаждающего воздуха может быть уменьшено из-за меньшей площади поверхности, и этот тип камеры сгорания будет привлекательным там, где температура сгорания выше или когда топливо является синтез-газом, так как в таких случаях меньше всего общего (первичного + вторичного) воздуха используется камерой сгорания, и поэтому для охлаждения доступно меньше вторичного воздуха. В гибридной конструкции с баллонно-кольцевым корпусом корпус является кольцевым, в то время как вкладыш имеет форму баллона и некоторые из тех же преимуществ, что и камеры сгорания, такие как простота конструкции, испытания и обслуживания.

Основным загрязняющим веществом, связанным с газовыми турбинами, является NO_x , а стратегии контроля включают закачку воды или пара и горелки с предварительным смешиванием для снижения локальной температуры пламени и, следовательно, образования NO_x . Контроль дожигания может быть использован для дальнейшего снижения NO_x путем установки каталитического восстановителя, как описано в Главе 9. Он состоит в реакции NO (оксид азота, образующийся в камере сгорания, в основном представляет собой NO) с впрыскиваемым NH_3 в присутствии катализатора. Сухие камеры сгорания с низким выбросом NO_x , предлагаемые в настоящее время для применений на природном газе, состоят из предварительного смешивания топлива с воздухом и его сжигания в обедненных условиях для снижения температуры пламени. Для некоторых двигателей гарантируются такие низкие значения, как 9 ppm по объему, в сухом состоянии и «скорректированные» до 15% (моль) содержания O_2 в дымовых газах. Стратегии контроля NO_x , включенные в процесс сгорания, часто приводят к снижению эффективности сгорания и, следовательно, к увеличению выбросов CO и несгоревших углеводородов, а также для повышения эффективности сгорания при одновременном снижении количества образующихся загрязнителей, включая NO_x , в настоящее время используются компьютерные модели и методы лазерной диагностики.

Внутри типовой камеры сгорания турбулентность поступающего воздуха создает центробежную силу и низкое давление в области первичной зоны, вызывая рециркуляцию горячих продуктов сгорания в первичную зону сгорания и придавая стабильность процессу сгорания. Горячие продукты сгорания содержат свободные радикалы, которые служат для инициирования сгорания, подобно свече зажигания в автомобильном двигателе. CO окисляется до CO_2 во вторичной зоне, где добавляется дополнительный воздух. Углеводороды в топливе образуют CO в «купольной» области, вокруг которой происходит циркуляция в первичную зону и перемешивание. Загрязняющие вещества также образуются в этом месте, но условия, богатые топливом, поддерживаемые в данном месте, могут минимизировать образование NO_x . Однако это приводит к потере стабильности процесса сгорания, особенно при рассмотрении различных режимов работы газовой турбины, таких как запуск, холостой ход и полная нагрузка. Камеры сгорания с изменяемой геометрией находятся в стадии разработки и могут решить некоторые из этих проблем.

6.1.3 Контроль рабочей нагрузки и выполнения пуска

Газовая турбина должна быть ускорена от нуля до достаточной скорости для воспламенения (после продувки, чтобы избежать пожара) и для поддержания своей скорости. Когда для обеспечения крутящего момента используется отдельный электродвигатель или двигатель внутреннего сгорания, тогда пусковая система отключается через сцепление, когда турбина достигает желаемой скорости, чтобы работать

самостоятельно. Для больших газовых турбин которые применяются в выработке электроэнергии более экономичным является использование генератора, подключенного к газовой турбине, для работы в качестве синхронного двигателя и его запуска (в этом случае сцепление не требуется). В таких случаях в выработке энергии, использующей синхронный генератор, после ускорения двигателя для синхронизации генератора с сеткой частота вращения двигателя позднее регулируется модулятором.

Снижение мощности газовой турбины на выходе обычно достигается изначально за счет уменьшения скорости всасываемого воздуха путем модулирования направляющих лопастей на компрессоре газовой турбины. Таким образом, температура сгорания газовой турбины может поддерживаться близкой к расчетной температуре, чтобы увеличить общую эффективность двигателя. Однако отношение давления двигателя уменьшается, что приводит к снижению общей эффективности цикла по сравнению с его эффективностью при полной нагрузке. Как следствие, температура рабочей жидкости на более поздних ступенях турбины, а также температура выхлопа турбины все увеличивается, и осуществляется соответствующее снижение температуры сгорания, что дополнительно снижает эффективность цикла. Более существенное снижение температуры сгорания требуется для снижения производительности (обычно до уровня ниже ~ 40% от полной нагрузки), когда входные направляющие лопасти «полностью закрыты», и дальнейшее уменьшение потока воздуха на входе невозможно, что обычно составляет около 60% полной нагрузки воздушного потока. В этот момент скорость нагрева может быть на 40% выше, чем при полной нагрузке, хотя, когда рекуперация тепла отработавших газов реализуется для ТЭЦ или для выработки дополнительной мощности посредством парового цикла Ренкина, как в комбинированном цикле, увеличение комбинированной системы и скорость нагрева не так значительна, так как большая часть непреобразованной энергии, расходуемой газовой турбиной, используется для производства пара.

6.1.4 Характеристика производительности

На мощность на выходе и эффективность газовой турбины влияют условия окружающей среды: температура, атмосферное давление и, в меньшей степени, влажность. При увеличении температуры сухого патрона от 15 до 35 ° C мощность на выходе уменьшается более чем на 10%, главным образом из-за меньшей массы всасываемого компрессором воздуха (плотность воздуха ниже при более высокой температуре). КПД газовой турбины также снижается при увеличении температуры окружающей среды, поскольку увеличивается потребность в мощности компрессора, а скорость нагрева увеличивается примерно на 3%. Для более высоких площадок, например, 1800 м, выходная мощность может уменьшиться примерно на 20% по сравнению с уровнем моря, опять же из-за меньшей массы воздуха, всасываемого компрессором (плотность воздуха ниже на высоте). Влияние влажности воздуха на производительность газовой турбины зависит от используемой схемы управления температурой сгорания газовой турбины, то есть от того, смещена ли температура выхлопных газов отношением давления компрессора к приближенной температуре сгорания. Поскольку рабочие характеристики газовых турбин чувствительны к условиям окружающей среды, важно указать набор условий окружающей среды, которым соответствует мощность на выходе или КПД. Условия ISO для окружающей среды (состоящие из 15 °C, уровня моря и 60% относительной влажности) обычно указываются при представлении данных о производительности.

Как и все турбомашин, газовые турбины со временем теряют свою производительность, и часть этого ухудшения рабочих характеристик, которая обычно связана с загрязнением компрессора, может быть восстановлена, по меньшей мере, частично путем промывки водой или путем механической очистки лопаток и лопастей

компрессора. Механическая очистка, однако, требует открытия агрегата, что приводит к простой установки, потере коэффициента производительности установки. Газовые турбины также претерпевают невосстановимые потери, которые связаны главным образом с увеличенными зазорами в секциях турбины и компрессора, а также с изменениями контуров аэродинамического профиля и чистоты поверхности лопаток. Они могут быть исправлены только путем замены поврежденных частей с соблюдением требуемых интервалов проверки.

Газовые турбины для производства электроэнергии доступны мощностью от нескольких киловатт (микротурбины) до нескольких сотен мегаватт. Обычно машины для 60 циклов (для таких стран, как США, Канада, Мексика, Южная Корея и некоторые районы Японии) меньше, чем соответствующие 50 циклов (для применения в большинстве других мест), поскольку одна машина обычно масштабируется от другой, и критерий масштабирования состоит в поддержании постоянной скорости наконечника в компрессоре на соответствующей ступени. Большие газовые турбины являются осевыми машинами и преимущественно имеют простую конфигурацию цикла. Первый закон процентного КПД может быть в 20 или 30 секунд для микротурбин, в то время как для больших газовых турбин может быть в 30-40 с при работе на природном газе (на основе LHV в условиях ISO). Микротурбины состоят из радиального компрессора и радиальной турбины и используют рекуперативный (также называемый регенеративный) цикл, состоящий из предварительного нагрева нагнетаемого воздуха компрессора против выхлопа турбины в теплообменнике (рекуператоре) перед его поступлением в камеру сгорания для повышения общей эффективности цикла, при этом эффективность отдельных компонентов довольно низкая.

Пример 6.1. Влияние температуры окружающей среды на мощность на выходе и расход топлива газовой турбины открытого цикла показаны на Рисунке 6.5. Рассчитайте изменение эффективности работы первой ступени газовой турбины, когда температура окружающей среды (i) поднимается на 20 °C и (ii) падает на 20 °C по сравнению с температурой ISO.

Решение

Первый закон эффективности $\eta_I \propto (\text{Выходная мощность} / \text{Расход топлива})$

1. Когда температура окружающей среды повышается на 20 °C по сравнению с температурой ISO или при температуре окружающей среды 35°C, $\eta_I \propto (86\% / 90\%) = 96\%$ КПД по ISO
2. Когда температура окружающей среды понижается на 20°C ниже температуры ISO или при температуре окружающей среды -5°C, $\eta_I \propto (112,5\% / 110\%) = 102\%$ КПД по ISO.

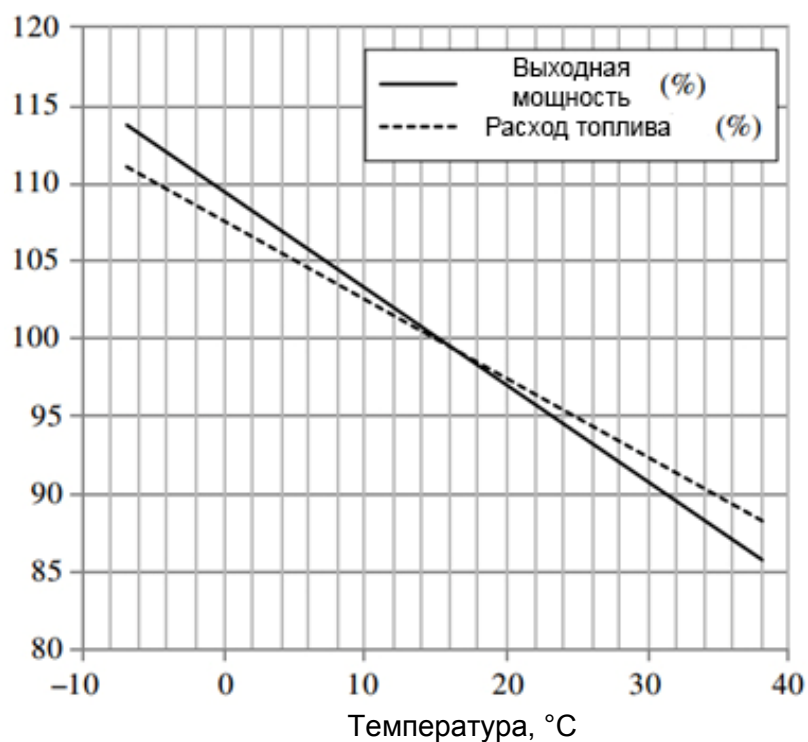


РИСУНОК 6.5 Влияние температуры окружающей среды на производительность газовой турбины

ТАБЛИЦА 6.1 Характеристики доменных, варочных и свалочных газов

		Объем %		
		Доменный газ	Варочный газ	Свалочный газ
CH ₄			57–61	20–60
H ₂	1–4			
CO	25–30			
CO ₂	8–16		36–38	22–60
N ₂	55–60		0.6–1.1	0.6–46
O ₂			0.2–1.4	0–2.5
H ₂ S + CS ₂ + SO ₂			40–200 ppmv	1–1700 ppmv
Cl соединения			25–200 ppbv	Нынешний
C ₂ + (парафины)			40–175 ppmv	Дорожка
Химическая отдушка			800–1800 ppbv	240–1400 ppmv
Силоксаны LHV,	3500–4300		Нынешний	Нынешний 7,900–
kJ/Nm ³			20,000–22,000	24,000
(Btu/SCF)	(90–110)		(520–560)	(200–600)

6.1.5 Виды топлива

Подходящие газообразные топлива для газовых турбин включают природный газ; сжиженный природный газ после испарения; синтез-газ, полученный из газификации; а также газы «особой возможности», такие как свалочный газ, газ из анаэробного реактора в очистных сооружениях, доменный газ из металлургической промышленности и отходящие газы с нефтеперерабатывающего завода (Рао и соавт., 1996). Характеристики некоторых из этих специальных газовых потоков представлены в Таблице 6.1. Жидкое топливо, такое как

дистилляты, поставляемое нефтеперерабатывающим заводом, также используется в качестве топлива, но в меньшей степени из-за более высокой стоимости и в основном ограничены пиковой эксплуатацией. Природный газ является и будет оставаться преобладающим топливом в обозримом будущем для крупномасштабных газовых турбин для основной нагрузки (как правило, в установках с комбинированным циклом и на ТЭЦ), особенно при наличии больших ресурсов сланцевого газа.

Состав газообразного топлива, включая состав природного газа, может значительно различаться и производитель газовой турбины устанавливает спецификации для допустимых диапазонов состава и уровней загрязнения для каждой модели газовой турбины, чтобы избежать повреждения газовой турбины и иметь возможность эффективно сжигать топливо. Другие характеристики включают температуру, теплотворную способность и модифицированный индекс Вобба (MWI) в случае газообразного топлива. Этот показатель является мерой относительного количества энергии, поступающей в камеру сгорания для фиксированного падения давления через сопло. Допустимые отклонения в этом индексе, рассчитанные по Уравнению 6.1, обычно составляют $\pm 5\%$.

$$MWI = \frac{LHV}{\sqrt{(SG)T}} \quad (6.1)$$

где LHV, объемная нижняя теплотворная способность топлива, SG, удельный вес топлива относительно воздуха при условиях ISO и T, абсолютная температура топлива.

Пример 6.2. Газовая турбина, работающая на природном газе, должна заправляться газообразным реактором, подаваемым при том же давлении и температуре, что и природный газ, чтобы оставаться в рамках проектных ограничений существующей системы трубопроводов. Оцените снижение мощности при работе газовой турбины, если не было внесено никаких физических изменений, в том числе изменений в топливной форсунке, при этом игнорируя любые воздействия на рабочие параметры турбооборудования из-за таких факторов, как аэротермические характеристики газа на входе в турбину (например, влияние на температуру стенки лопасти) и влияние на коэффициент давления двигателя. Для природного газа используйте состав и рассчитанное значение LHV, как в Примере 1.1, а для варочного газа используйте следующий объемный состав: $CH_4 = 60\%$, $CO_2 = 38\%$, $N_2 = 1.1\%$, $O_2 = 0.9\%$.

Решение

Из Уравнения 6.1

$$\frac{MWI_{DG}}{MWI_{NG}} = \frac{LHV_{DG}/LHV_{NG}}{\sqrt{(SG_{DG}/SG_{NG})(T_{DG}/T_{NG})}}$$

Вышеупомянутое выражение может быть записано в терминах молекулярных масс двух газов, сделанных с предположением о поведении идеального газа,

$$\frac{MWI_{DG}}{MWI_{NG}} = \frac{LHV_{DG}/LHV_{NG}}{\sqrt{(M_{wDG}/M_{wNG})(T_{DG}/T_{NG})}}$$

где M_{wDG} и M_{wNG} - молекулярные массы варочного и природного газа.

Подставляя вычисленное LHV и Mw соответствующие заданным составам двух газов, в вышеприведенное выражение (для природного газа предполагалось, что он содержит равные количества N_2 и CO_2 в объемном выражении), получаем

$$\frac{MWI_{DG}}{MWI_{NG}} = \frac{20,439/35.290}{\sqrt{(26.94/17.54)(1)}} = 0,47$$

Таким образом, снижение номинальной мощности газовой турбины при заданных допущениях составило бы 53%

В дополнение к типу горючего (ых) газа концентрация инертных газов (например, N_2 , H_2O пар или CO_2) может присутствовать в топливном газе, влияет на его LHV, и нижний предел для LHV существует не только для стабильного и эффективного сгорания, а также для аэродинамических и аэротермических целей. Топливо с LHV намного меньше, чем расчетное топливо, может привести к значительному увеличению коэффициента давления в компрессоре газовой турбины из-за большого расхода массы газа, протекающих через турбину, вызванного большей концентрацией разбавителей в топливе. Это может вызвать перенапряжение компрессора и связанный с ним ущерб, если только направляющие лопасти впускного отверстия компрессора не закрыты, чтобы ограничить количество всасываемого воздуха двигателя и / или извлечь часть нагнетаемого воздуха из компрессора, если такой воздух используется под давлением и двигатель может быть изменен для такого варианта. Тем не менее, существуют ограничения на степень уменьшения воздушного потока с помощью направляющих лопаток на входе (обратите внимание, что в компрессоре может возникнуть напряжение, если в него поступает недостаточно воздуха), и на долю воздуха, которая может быть извлечена (обратите внимание, что воздух для охлаждения камеры сгорания и турбины может истощиться, если будет удалено слишком много воздуха). В зависимости от LHV топливного газа могут потребоваться модификации системы подачи топлива, включая регулирующий клапан, а также камеры сгорания для эффективного сжигания топлива и ограничения образования загрязняющих веществ, таких как CO и VOC. Некоторые газовые турбины, предназначенные для работы на природном газе, могут вмещать топливный газ с низким LHV примерно 4 МДж / Нм³ после внесения необходимых изменений.

Может возникнуть проблема с воспламенением и обратным возвратом, если содержание H_2 в топливном газе очень высоко при использовании камеры предварительного сгорания, в которой топливо смешивается с воздухом для горения, а затем смесь вводится в камеру сгорания для снижения локальной температуры пламени и, следовательно, образования NO_x, который сильно зависит от температуры. Определенные потоки топливного газа, такие как свалочный газ или газ от анаэробной очистки сточных вод (варочный газ), могут содержать O_2 , и существуют верхние пределы для содержания O_2 , чтобы избежать предрозжига и обратной вспышки. Даже природный газ, как упомянуто в главе 1, в месяцы пикового спроса в некоторых районах Соединенных Штатов (северо-восток) может содержать O_2 до 4% по объему, поскольку в такие сезоны нехватки природного газа газовая компания может смешать пропан или бутан для увеличения подачи топлива и воздуха, чтобы удерживать индекс Вобба в определенных пределах.

Топливо может быть предварительно нагрето с использованием тепла из нижнего цикла, чтобы увеличить общую эффективность комбинированного цикла, но существует верхний предел для данной газотурбинной системы, заданный конструктивными возможностями системы подачи топлива, включая материалы, используемые в клапане управления топливом, а также в качестве необходимости предрозжига и обратной вспышки в случае предварительно смешанного сгорания. Топливные газы могут содержать влагу, а

также некоторые из более тяжелых углеводородов, поэтому предусмотрен нижний предел для температуры топлива, чтобы газ оставался безопасным выше его точки росы, во избежание блокировки топливного фильтра, переноса любых капель, которые могут вызвать ухудшение качества топливных форсунок или воспламенение предварительно смешанного пламени с каплями углеводородов, сбор жидкости в нижней части трубопровода, а также во избежание образования гидратов CH_4 и CO_2 . Большинство газов (кроме H_2 и He) имеют положительный коэффициент Джоуля-Томпсона выше температур окружающей среды и под давлением газ может охлаждаться из-за расширения. Это понижение температуры может быть значительным, когда падение давления также является значительным, например, при прохождении через клапан сброса давления, этот аспект следует учитывать при настройке минимальной температуры топливного газа (выше по потоку от клапана). General Electric Bulletin GEI 41040G (2002) предоставляет минимальные требования к перегреву выше точки росы углеводородов газа, чтобы избежать конденсации углеводородов, и минимальные требования к перегреву выше точки росы влаги газа, чтобы избежать конденсации влаги и образования гидратов, в форме корреляций, которые учитывают давление газа на входе в газовую турбину, регулирующее расход топлива, и температуру.

Жесткие ограничения указаны для загрузки частиц в топливный газ по размеру для защиты газовой турбины от коррозии / эрозии. Как правило, в линию подачи топлива включается фильтр для улавливания частиц, даже если в подаваемом топливе (например, природном газе и СПГ) нет частиц, поскольку существует вероятность того, что топливный газ улавливает частицы ржавчины или окарины. Строгие пределы также указаны для V , общих щелочей (Na и K), Pb , Ca и Mg .

Свалочный, а также варочный газ могут содержать как неорганические, так и органические соединения серы, органические соединения Cl и силоксаны, которые представляют собой органические соединения, содержащие атомы Si . Различные соединения должны быть удалены до пределов, установленных поставщиком газовой турбины, чтобы избежать коррозии в секциях камеры сгорания и турбины и / или чтобы удовлетворить пределы выбросов в окружающую среду в случае соединений S и Cl , в то время как силоксаны могут покидать Si отложения на лопатках турбин и теплообменных поверхностях HRSG, а также вызывают выбросы твердых частиц. Большая часть неорганических соединений серы может быть удалена с использованием «выбрасываемого» слоя оксида железа, предлагаемого для таких случаев. Различные органические соединения вместе с оставшимися неорганическими соединениями серы могут быть удалены путем пропускания газа через слой, содержащий адсорбент (ы), такой как активированный уголь (также процесс выбрасывания). Эти процессы обработки, расположенные выше по потоку от газовой турбины, должны иметь газ достаточно выше его точки росы, чтобы избежать конденсации в оборудовании, а также чтобы избежать образования пор в адсорбентах. Это может быть достигнуто путем обезвоживания газа с использованием влагопоглотителя или охлаждения газа достаточно ниже его точки росы с последующим предварительным нагревом. Все это оборудование может быть расположено ниже по потоку от компрессора, чтобы уменьшить их размер, в любом случае требуется компрессор, поскольку у его источника свалочный газ доступен при давлении, близком к окружающему.

6.1.6 Технологические разработки

Газовые турбины могут сыграть ключевую роль на будущем рынке выработки электроэнергии, решая проблемы производства чистой, эффективной, доступной и гибкой в использовании электроэнергии. Технологические достижения, которые предпринимаются или исследуются для улучшения цикла Брайтона, включают более высокую температуру на входе ротора $1700\text{ }^\circ\text{C}$ ($3100\text{ }^\circ\text{F}$) или выше, температуру металла лопасти приблизительно

1040 C° (~ 1900 F°), при этом ограничивая количество охлаждающей жидкости, которое может стать возможным с использованием современных материалов, в том числе передовых термобарьерных покрытий и технологий охлаждения турбин, включая охлаждение паром с замкнутым контуром. Другие достижения включают в себя вкладыши в камеры сгорания, чтобы противостоять более высоким температурам в камере сгорания, усилению давления (Геммен и соавт., 1994) и полым или захваченным вихревым (Хсу и соавт., 1995) камерам сгорания, компрессорам с высоким отношением давления (для полного заполнения), преимущество более высокой температуры сгорания, и возможность интеграции с высокотемпературным разделением воздуха ионно-транспортной мембраной для применений IGCC, описываемых в Главе 9.

6.1.6.1 Температура сгорания Более высокие температуры сгорания требуют наличия передовых материалов как в камере сгорания, так и в турбине, чтобы противостоять условиям суровой окружающей среды. Направленные отвердевающие лопасти и монокристаллические лопасти, которые успешно использовались в современных турбинах, теперь заменяют на обычные литые суперсплавы на основе никеля. Исследуются современные термобарьерные покрытия с широким использованием керамики, чтобы снизить температуру металла, но эти покрытия, однако, должны выдерживать условия окружающей среды, содержащую водяной пар при высоком парциальном давлении, особенно для случаев с декарбонизированным синтез-газом. Также рассматривается разработка керамических матричных композитов, включая монокристаллические оксидные волокна для горячих компонентов или секций турбины. Исследуются материалы для камеры сгорания, которые могут выдерживать комбинацию ползучести металла, нагрузки под давлением, высокий цикл и термическую усталость при более высоких температурах сгорания.

Более высокие температуры сгорания также требуют лучшей технологии охлаждения для газовой турбины, компоненты подвергаются воздействию горячей рабочей жидкости для ограничения температуры металла. Охлаждение в открытых контурах лопаток турбины высокого давления (как стационарных, так и вращающихся) в современных газовых турбинах осуществляется с помощью внутреннего конвективного охлаждения и охлаждения пленки на внешней поверхности. Внутреннее конвективное охлаждение направляет охлаждающую жидкость во все области компонента, требующие охлаждения, при доступных градиентах давления. Коэффициенты теплопередачи улучшаются благодаря различным поверхностным обработкам, таким как риброгенеры или турбулизаторы, а также использование отклонителей и вихревых устройств для принудительного направления потока, в то время как пленочное охлаждение состоит в прокачке внутреннего потока охлаждающей жидкости на наружную поверхность лопасти, чтобы создать изолирующий слой. Транспирационное охлаждение, при котором охлаждающий газ вытекает через пористую стенку, создавая изолирующую пленку или пограничный слой на внешней поверхности, является передовой технологией охлаждения в открытой цепи.

6.1.6.2 Коэффициент сжатия и промежуточное охлаждение Коэффициент сжатия должен быть увеличен, чтобы в полной мере воспользоваться более высокой температурой сгорания с точки зрения общей тепловой эффективности. Более высокие отношения давления также необходимы для ограничения температуры выхлопа турбины и тепловых напряжений в корнях лопастей турбины последней ступени, которые имеют тенденцию быть длинными в газовых турбинах крупного масштаба и не охлаждаются. Прямое контактное промежуточное охлаждение путем распыления воды в воздух, выпускающего компрессор низкого давления, благодаря чему вода испаряется в воздушный

поток, имеет преимущество перед кожухотрубным промежуточным охладителем с точки зрения общей эффективности цикла за счет минимизации падения давления на стороне воздуха, путем предоставления дополнительной движущей жидкости (водяного пара). Переохлаждение распылением газотурбинного компрессора с высокой степенью сжатия (> 30) может снизить температуру нагнетания компрессора без снижения общей эффективности в случаях с комбинированным циклом. Снижение температуры нагнетания компрессора оказывает понижающее влияние на стоимость материала компрессора, а также на образование NOx в камере сгорания. Газовая турбина с промежуточным охлаждением, использующая распылительный тип, была коммерциализирована компанией General Electric. В этом случае также можно использовать взаимное охлаждение в циклах подогрева газовой турбины, которые оптимизируются при очень высоких общих переходах давления.

6.1.6.3 Запотевание воздуха на входе Другим подходом к снижению нагрузки сжатия воздуха и температуры его выхлопа в газовой турбине является введение жидкой воды во всасываемый воздух (Bhargava and Meher-Homji, 2002). Капли воды должны быть очень маленькими по размеру и иметь форму пылцы, чтобы избежать эрозии лопастей компрессора в результате удара. Сжатый воздух охлаждается, так как вода испаряется внутри компрессора от теплого сжатия. Поскольку работа по сжатию прямо пропорциональна абсолютной температуре сжимаемой жидкости, сжатие более холодного воздуха требует меньше работы, что приводит к увеличению удельной мощности двигателя на выходе. Другим преимуществом является снижение NOx из-за присутствия дополнительного водяного пара в воздухе для горения, а также из-за более низкой температуры воздуха для горения. Такая система туманообразования была установлена на нескольких газовых турбинах, но следует соблюдать осторожность при выборе оборудования для очистки воды, поскольку требуется высококачественная деминерализованная вода и конструкция системы образования пылцы, чтобы избежать попадания капель воды на лопасти компрессора.

6.1.6.4 Камера сгорания с повышенным давлением В этом типе камеры сгорания давление выхлопных газов в выхлопных газах больше, чем давление застоя в начальном состоянии, в результате чего в конечном состоянии вырабатывается больше доступной энергии, чем в системах с постоянным давлением. Примером такой системы является сжигание с постоянным объемом в идеальном двигателе с искрой зажигания. Скорость нагрева газовой турбины простого цикла с отношением давления 10 и температурой на входе турбины приблизительно 1200 C (2200 F) может быть уменьшена более чем на 10% при использовании системы сгорания с постоянным объемом (Геммен и соавт., 1994). Импульсное сгорание, которое основано на собственной неустойчивости резонансных камер, может быть использовано в качестве камеры сгорания для повышения давления. В Министерстве энергетики США, НАСА и др. продолжают исследования по разработке камер сгорания для повышения давления. Основной проблемой является сопряжение турбомашины с непрерывным потоком (компрессора и турбины) с камерой сгорания, которая может работать циклически.

6.1.6.5 Камера с захваченным вихрем Камера с захваченным вихрем (ТВК) обладает потенциалом для эксплуатации по сравнению с современными газотурбинными камерами сгорания, которые включают меньший вес, меньшие выбросы загрязняющих веществ, эффективную стабилизацию пламени, высокую эффективность сгорания и стабильную работу в режимах обедненного сгорания. Вихревые горелки, используемые в камерах сгорания газовых турбин, создают тороидальное движение, чтобы вызвать

рециркуляцию потока части горячих газов сгорания, для обеспечения непрерывного воспламенения поступающего воздуха и топлива, но вихревые камеры сгорания имеют несколько ограниченную стабильность сгорания и могут взрываться при определенных условиях эксплуатации, тогда как TVC поддерживает высокую степень стабильности пламени, используя захваченный вихрь внутри полости, которая обеспечивает стабильную зону рециркуляции, защищенную от основного потока в камере сгорания. Купол из обтекателя, содержащийся внутри TVC, затем распределяет и смешивает горячие продукты из полости с основным воздушным потоком. Топливо и воздух впрыскиваются в полость таким образом, что они усиливают вихрь, который в нем естественным образом образуется. Концептуально, TVC представляет собой ступенчатую камеру сгорания с двумя пилотными зонами и одной основной зоной, пилотные зоны образованы полостями, встроенными в гильзы камеры сгорания (Буррус и соавт., 2001), которые работают на малой мощности в качестве богатых зон пилотного пламени, достижении низкого уровня выбросов CO и не сгоревших углеводородов, а также обеспечении хорошего воспламенения и эффективности выдувания. При более высокой мощности, скажем, более 30%, необходимое дополнительное топливо подается из полостей в основной поток, в то время как полости работают в условиях, богатых топливом. Эксперименты показали, что рабочий диапазон на 40% шире, чем у традиционных камер сгорания с эффективностью сгорания более 99%. В дополнение к использованию в производствах, работающих на природном газе, в качестве альтернативного варианта для подавления выбросов NOx, камера сгорания TVC имеет особые перспективы в применениях с синтез-газом, где горелки с предварительным смешиванием могут не использоваться.

6.1.6.6 Каталитическая камера сгорания Снижение температуры пламени для уменьшения образования NOx может быть достигнуто при работе в обедненных условиях, но поддержание стабильности горения может стать проблемой. Использование катализатора может обеспечить стабильность в таких условиях с возможностью одновременного снижения выбросов NOx, CO и несгоревших углеводородов (Smith, 2004). Другим потенциальным преимуществом является снижение вызванных сгоранием колебаний давления. Каталитическая камера сгорания может играть особую роль в случаях с использованием синтез-газа для снижения выбросов NOx.

6.2 ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

Рабочая жидкость, пар генерируется путем передачи тепла от таких источников как горячие продукты сгорания, образующиеся при сжигании «грязного» топлива (например, угля или биомассы), что рассматривалось в Главе 8, или из выхлопных газов газовой турбины, о чем речь шла в Главе 9, или от ядерной реакции или концентрированной солнечной энергии -- в Главе 12.

6.2.1 Принцип действия

Паровые турбины большого объема представляют собой осевые машины, которые были описаны в Главе 3 с чередующимися стационарными лопастями (соплами), которые направляют пар на вращающиеся лопасти (ковши). Выхлоп из ковшей верхней ступени поступает непосредственно в сопла нижней ступени. Большие осевые турбины должны работать таким образом, чтобы отработавший пар не содержал более 10–13% жидкости, поскольку капли конденсата могут серьезно разрушить сопла и лопасти при высоких скоростях, и требуется правильный выбор давления и температуры пара на входе. Специальные стадии удаления влаги могут быть включены в конструкцию, когда температура перегрева пара ограничена, скажем, температурой источника тепла.

Пар может быть использован непосредственно в паровой турбине без какого-либо перегрева, как это обычно делается с паром низкого давления, а также с паром высокого давления на атомных электростанциях, перегретым или нагретым для повышения эффективности цикла. Нагрев, как в случае цикла газовой турбины с подогревом, о котором говорилось ранее, состоит в расширении перегретого пара до промежуточного давления, нагревании этого частично расширенного пара и последующей повторной подаче его в турбину для завершения стадии расширения. В случае паровой турбины с конденсацией пар расширяется до давления ниже атмосферного и отводится в конденсатор, а внутреннее тепло пара передается охлаждающей воде при преобразовании пара в BFW, который затем используется для генерации пара при завершении цикла. В случае паровой турбины с противоположным давлением турбина предназначена для выпуска при гораздо более высоком давлении, определяемом пользователем для этого отработанного пара, например, для нагрева в приложении ТЭЦ или для технологического использования. Пар также может быть извлечен при давлении, превышающем давление выхлопных газов, для аналогичных случаев, а также для предварительного нагрева BFW путем оснащения турбины соплами между ступенями, в то время как не экстрагированный пар продолжает стадию расширения через турбину.

6.2.1.1 Импульсные и реакционные лопасти В турбине, использующей импульсные лопасти, пар покидает каждое из сопел в виде высокоскоростной струи, направленной к каждому ковшу, при этом пар испытывает перепад давления на соплах, в то время как его кинетическая энергия увеличивается. Эта кинетическая энергия преобразуется в ковшах в механическую энергию (вращение вала), когда струя пара меняет свое направление после удара о ковш. Водяное колесо, оборудованное веслами, является примером импульсной турбины. Импульсные турбины в основном используются для небольших. В турбине, использующей реакционные лопасти, пар также направляется на вращающиеся лопасти с помощью сопел, но сами вращающиеся лопасти расположены так, чтобы образовывать сходящиеся сопла для создания силы реакции, когда пар ускоряется через эти сходящиеся сопла, подобно движению, сообщаемому вращающейся воде, выходящей из спринклера. Реакционные турбины имеют тенденцию быть более эффективными, но количество требуемых ступеней, а также осевая тяга выше. Большее количество этапов приводит к увеличению затрат на техническое обслуживание.

6.2.2 Контроль рабочей нагрузки

Три различных метода управления выходной мощностью паровой турбины, подключенной к синхронному генератору (где скорость регулируется сеткой) - это управление давлением скольжения, регулирование дросселирования и управление регулированием ступени. Используются и гибридные стратегии, объединяющие некоторые из этих методов. При регулировании давления при скольжении количество пара, поступающего в турбину, уменьшается без каких-либо изменений в геометрии системы, подающей пар в турбину, таких как уменьшение потока с помощью регулирующего клапана, в то время как давление генерации пара может падать до значения, установленного физикой потока жидкости. В этом типе управления, который обычно используется в установках с комбинированным циклом, описанных в Главе 9, изоэнтропическая эффективность турбины остается практически неизменной. При регулировании дросселирования все главные клапаны управления паром работают одновременно для регулирования давления пара, поступающего в турбину, в то время как пар генерируется вблизи постоянного давления. Изоэнтропическая эффективность турбины несколько снижается, но, что более важно, значительная степень необратимости вносится падением давления на дроссельных клапанах. Регулирующая ступень управления состоит из

последовательной работы регулирующих клапанов, которые изменяют мощность турбины путем увеличения или уменьшения дуги подачи пара на первую (управляющую) ступень. Каждый регулирующий клапан питает участок ступени управления, и они работают в порядке, основанном на допустимых напряжениях на этой ступени. Поскольку данный набор клапанов может быть полностью открыт или полностью закрыт при заданной нагрузке, необратимость, обеспечиваемая управлением дросселированием, устраняется, но изоэнтальпическая эффективность самой турбины снижается.

6.2.3 Характеристика производительности

Паровые турбины для выработки электроэнергии доступны с мощностями от менее 100 кВт до сотен МВт. Изоэнтальпическая эффективность паровых турбин может варьироваться от 30% для небольших машин, до 80 и более 90% для более крупных машин в зависимости от условий подачи пара на входе, скорости потока, температуры и давления, и давления на выходе. Как указано в Главе 3, для паровых турбин более 16,5 МВт, эмпирические корреляции, разработанные Спенсер и соавт. (1974) также доступны. Турбины меньшего размера имеют радиальную конструкцию, а большие турбины - осевые машины.

Пример 6.3. Конденсационная паровая турбина предназначена для работы при температуре на входе 400 °С, давлении 42 бар, расходе 100 000 кг / час. Предположим, что охлаждающая вода для конденсации отработанного пара подается при 30 °С и возвращается в градирню при 40 °С (то есть при повышении на 10 °С), в то время как температура сжатия в вакуумном конденсаторе пара составляет 5 °С (наименьшая разница температур в теплообменнике - это разница между температурой охлаждающей воды, выходящей из конденсатора, и температурой конденсирующегося пара) в расчетной точке работы турбины. Скорость потока пара в турбину снижается на 25%, а его температура также снижается до 375 °С. Предположим, что система предназначена для регулирования давления скольжения, и на входном сопле турбины преобладают условия засоренного потока, а его изоэнтальпическая эффективность составляет 80 %, механические и генераторные потери, составляющие 5% (от мощности, вырабатываемой паром), существенно не меняются при более низком расходе пара. Рассчитайте входное давление паровой турбины и выходную электрическую мощность в выключенной точке эксплуатации.

Решение

Если заменить плотность давлением P и абсолютной температурой T с помощью закона идеального газа, уравнение 3.12 можно записать в терминах массового расхода m_{sonic} как:

$$m_{sonic} \sqrt{T}/P = K_{sonic}$$

где K_{sonic} - постоянная величина для данной площади поперечного сечения потока и для идеального газа с отношением постоянного давления к постоянному объему удельной теплоты, оставшейся постоянной.

K_{sonic} может быть определен с использованием данных расчетной точки, а затем P определен для неконструктивной точки с использованием его массового расхода и температуры. Давление выхлопа турбины, которое представляет собой давление в поверхностном конденсаторе в неконструктивной точке, определяется, как в Примере 4.1, но итеративно:

1. Температура конденсатора
2. Определение соответствующего давления насыщенного пара
3. Выполнение расчетов паровой турбины
4. Используя условия выхлопа паровой турбины, установленные на шаге 3, рассчитать коэффициент теплопередачи поверхностного конденсатора
5. Выполнение расчетов поверхностного конденсатора, как в Примере 4.1
6. Проверить, совпадает ли температура пара, рассчитанная на шаге 5, с температурой, принятой на шаге 1.

Давление конденсатора в расчетной точке соответствует давлению насыщенного пара при 45 °С, которое рассчитывается путем прибавления заданной температуры пережима 5 °С к заданной температуре на выходе охлаждающей воды 40 °С.

Для расчетов паровой турбины первым шагом является считывание конкретной (на единицу основной массы) энтальпии $\Delta h_{\text{вх.}}^V$ и энтропии $\Delta s_{\text{вх.}}^V$ пара в условиях на входе из пара таблицы (например, Кинан и соавт., 1969) при заданных или рассчитанных условиях давления и температуры. Поскольку энтропия на входе ниже, чем энтропия на выходе давления для насыщенного пара, выхлоп должен быть двухфазной жидкостью, как пар, так и жидкость. Поэтому следующим шагом является считывание энтальпии $\Delta h_{\text{вых.}}^V$ и $\Delta h_{\text{вых.}}^L$, и удельной энтропии $\Delta s_{\text{вых.}}^V$ и $\Delta s_{\text{вых.}}^L$ при заданном или рассчитанном давлении на выходе для насыщенного пара и жидкости, чтобы определить массовую долю жидкости X_L (=1 – качество пара) в отработавших газах согласно решения следующего изэнтропического уравнения:

$$\Delta s_{\text{вх.}}^V = (1 - X_L)\Delta s_{\text{вых.}}^V + X_L\Delta s_{\text{вых.}}^L.$$

При известной X_L соответствующая энтальпия пара на выходе $\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{mix}}$ для этого изэнтропического пути вычисляется из:

$$\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{mix}} = (1 - X_L)\Delta h_{\text{вых.}}^V + X_L\Delta h_{\text{вых.}}^L.$$

Фактическая энтальпия отработанного пара $\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{акт}}$ затем рассчитывается с использованием изэнтропической эффективности турбины $\eta_{\text{турб}}$ пои:

$$\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{акт}} = (\Delta h_{\text{вх.}}^V - \Delta h_{\text{вых.}}^{\text{mix}})\eta_{\text{турб}}$$

Фактическая влажность в выхлопе $X_L^{\text{акт}}$ может быть рассчитана путем решения следующего уравнения:

$$\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{акт}} = (1 - X_L^{\text{акт}})\Delta h_{\text{вых.}}^V + X_L^{\text{акт}}\Delta h_{\text{вых.}}^L.$$

ТАБЛИЦА 6.2 Конструкция и внепроектные характеристики паровой турбины

Турбина	Единицы	Точка проектирования		Вне точки проектирования			
		Впуск	Выпуск		Впуск	Выпуск	
			Идеальный	Фактически		Идеальный	Фактически
Ksonic							
Эффективность (КПД)	фракция	61 767		0,8	61 767		0,8
					7		

Скорость потока	кг/ч	100,000	100 000	100 000	75 000	75 000	75 000
Температура	С	400	45	45	375	41.5	41.5
Давление	бар	42	0.095	0.095	30.91	0.079	0.079
Энтальпия	кДж	3210.6	2130.1	2346.2	3172.2	2132.5	2,340.4
Энтропия	кДж / кг-К	6.7444	6.7444	7.4239	6.8203	6.8203	7.4815
Качество пара			0.81	0.90		0.82	0.90
Мощность	МДж/ч			86,444			62,386
Генератор эффективность	фракция			0.95			0.95
Электрическая Мощность	кВт			22,811			16,463
	фракция			1.00			0.72
Поверхность Конденсатор загрязненный	МДж/ч			215 836			162 544
	фракция			1.00			0.75

Выходная электрическая мощность турбины W затем рассчитывается с использованием массового расхода пара m и КПД генератора $\eta_{ген}$ как

$$\dot{W} = \dot{m}(\Delta h_{вх.}^V - \Delta h_{вых.}^{акт.})\eta_{ген}$$

Следующим шагом является расчет тепловой нагрузки поверхностного конденсатора Q при выпуске сжатого пара. Удельная энтальпия $\Delta h^{L_{cond}}$, вых. конденсированного пара может быть рассчитана из паровых таблиц, соответствующих насыщенной жидкости при давлении конденсатора. Тогда тепловая нагрузка может быть рассчитана как:

$$Q = \dot{m}(\Delta h_{вых.}^{акт.} - \Delta h_{конд.вых.}^L)$$

Режимы работы поверхностного конденсатора для конструктивных и неконструктивных случаев используются в расчетах, как в Примере 4.2.

Таблица 6.2 суммирует результаты этой итерационной процедуры между турбиной и расчетами конденсатора. Давление на входе в паровую турбину снижается с 42 до 30,91 бар, в то время как выработка электроэнергии снижается с 22 811 до 16 463 кВт или на 28% при отказе в работе.

6.2.4 Технологические разработки

Проводятся исследования и разработки в области современных материалов для паровых турбин, подходящих для высокоэффективных сверхкритических паровых циклов, которые работают при гораздо более высоких температурах и давлениях, чем на современных электростанциях с пылевидным углем. Высокотемпературные суперсплавы оцениваются по способности формоваться в готовый продукт, который имеет сопротивление ползучести, усталости и окисления в суровых паровых условиях температуры и давления (> 800 С и > 350 бар). Исследуются покрытия, устойчивые к эрозии, коррозии и окислению. Высоко потенциальные сплавы-кандидаты для критических компонентов идентифицируются и оцениваются на механические и коррозионные свойства для использования во вращающихся, а также в стационарных деталях, включая болтовые материалы и материалы корпуса.

6.3 ПОРШНЕВЫЕ ДВИГАТЕЛИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Примерами поршневого двигателя являются бензиновый автомобильный двигатель и дизельные и газовые двигатели, используемые как в мобильных, так и в стационарных применениях. В двигателе с дизельным циклом (названным в честь его изобретателя, Рудольфа Дизеля) процесс сгорания инициируется теплом самого сжатия, не требуя внешнего источника воспламенения, и требует, чтобы степень сжатия была достаточно высокой для повышения температуры воздуха, где может произойти возгорание. С другой стороны, в циклическом двигателе Отто (названном в честь его изобретателя, Николауса Отто) (как в бензиновом автоматическом двигателе) свеча зажигания запускает процесс сгорания, а степень сжатия ограничена, чтобы избежать самовоспламенения. Таким образом, характеристики для топлива, подходящего для каждого из этих двигателей, весьма различны. Топливо для двигателя с дизельным циклом должно быстро сгорать после того, как поршень достигнет верхней мертвой точки (положение поршня в конце такта сжатия, где он находится ближе всего к головке цилиндра), иначе он может не сгореть полностью во время рабочего хода. Эти характеристики топлива количественно определяются цетановым числом для двигателя с воспламенением от сжатия и октановым числом для двигателя с искровым зажиганием, как описано далее в этом разделе.

6.3.1 Принцип действия

В поршневом двигателе воздух или предварительно сжатый воздух (или воздушно-топливная смесь в случае определенных типов двигателей) сжимается в цилиндре движением поршня (такт сжатия), затем тепловая энергия добавляется в сжатый воздух для непосредственного сгорания топлива со сжатым воздухом в цилиндре, за которым следует расширение горячих продуктов сгорания под давлением в цилиндре относительно поршня, чтобы произвести полезную работу (рабочий ход). Стенки цилиндров можно охлаждать путем циркуляции охлаждающей среды через рубашки цилиндров или с помощью ребер, охлаждаемых воздухом. Охлаждение стенок цилиндров дает возможность рекуперации тепла и экспорта в применениях для ТЭЦ.

Как двигатели с циклом Отто, так и двигатели с дизельным циклом могут работать на газообразном топливе. Двигатели с дизельным циклом в таких случаях требуют искрового зажигания или могут работать на смеси подходящего жидкого топлива (дизеля) и газа, причем основным топливом является газ, в то время как небольшое количество жидкого топлива служит источником воспламенения. Диаграммы удельного объема для этих двух циклов в форме стандартного цикла для воздуха показаны на Рисунках 6.6 и 6.7 (Cengel and Boles, 1998; Смит и соавт., 2005) и состоят из адиабатического сжатия газа (из точки состояния от 1 до 2) с последующим добавлением тепла (из точки состояния от 2 до 3), а затем адиабатическим расширением горячего газа под давлением (из точки состояния от 3 до 4).

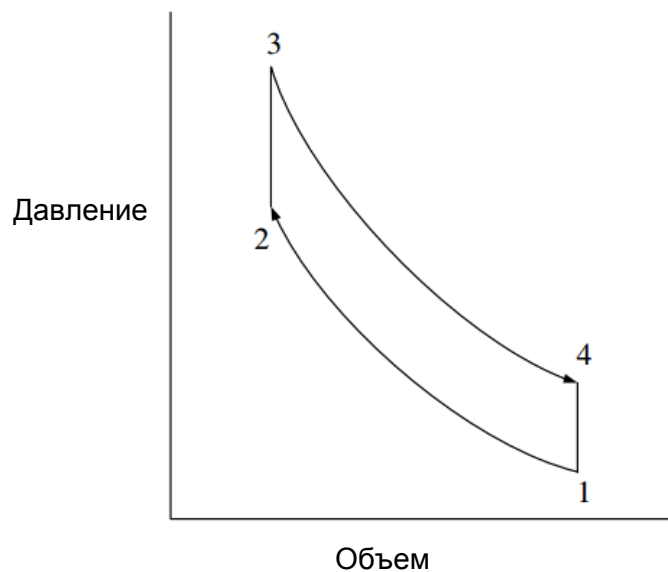


РИСУНОК 6.6 Воздушно-стандартный цикл Отто

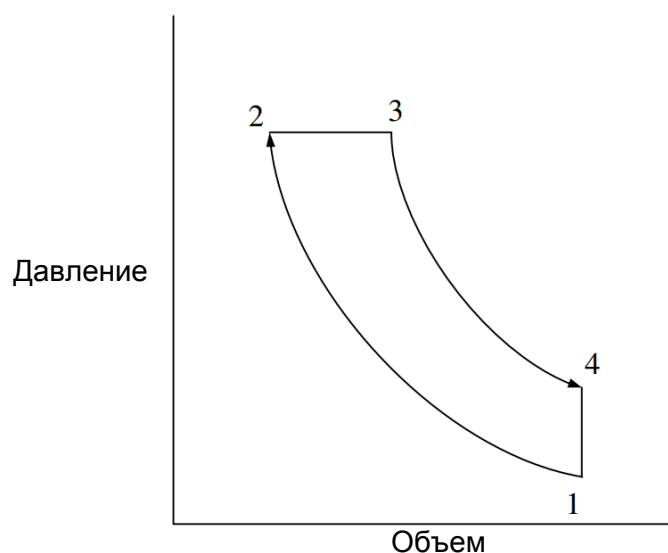


РИСУНОК 6.7 Воздушно-стандартный цикл Дизеля

Сгорание топлива происходит в течение более длительного промежутка времени в случае дизельного цикла, который зажигается, когда поршень приближается к верхней мертвой точке, и сгорание продолжается в течение начальной части рабочего хода. Таким образом, этап добавления тепла идеализируется как происходящий при постоянном давлении.

Эти двигатели могут быть разделены на две категории, определяемые по их методу работы: первая - это двигатели, которые работают в двухтактном цикле один раз за оборот вала, а вторая - это двигатели, которые работают в четырехтактном цикле. Двухтактные двигатели используются для очень малой мощности.

6.3.1.1 Двухтактные двигатели. В двухтактном двигателе ход вверх и ход поршня завершаются за один оборот коленчатого вала, что приводит к высокой удельной мощности,

но может находиться в узком диапазоне скоростей вращения. Горение происходит в области верхней мертвой точки, в то время как газообмен (свежий воздух или воздушно-топливная смесь для замены продуктов сгорания) происходит вблизи нижней мертвой точки каждого такта. Таким образом, поступление свежего воздуха или воздушно-топливной смеси и отвод продуктов сгорания происходят одновременно в начале такта сжатия и в конце такта расширения. Таким образом, различные этапы цикла: (i) сжатие однородной воздушно-топливной смеси в случае газового двигателя из-за хода поршня вверх (для дизельного двигателя воздух сжимается, а затем к концу такта сжатия топливо впрыскивается в цилиндр в виде смеси для образования гетерогенной смеси), (ii) воспламенение топливно-воздушной смеси искрой (для газового двигателя) или теплом сжатия (для дизельного двигателя), (iii) расширение горячих продуктов сгорания для выполнения работы во время хода поршня вниз, заставляя коленчатый вал вращаться, (iv) открытие выпускного клапана, приводящее к быстрому падению давления при выходе продуктов сгорания из цилиндра, (v) газообмен, при котором продукты сгорания в основном заменяются свежим воздухом (в дизельных двигателях) или смесью воздух / топливо (в газовых двигателях) и (vi) закрытие выходного клапана во время зарядки цилиндра до тех пор, пока впускной клапан не закроется.

6.3.1.2 Четырехтактный двигатель. В четырехтактном двигателе поршень совершает четыре отдельных такта, состоящих из такта впуска, такта сжатия, такта расширения и такта выпуска в течение двух отдельных оборотов коленчатого вала двигателя.

Ход впуска начинается, когда поршень находится в верхней мертвой точке, и заканчивается, когда он находится в нижней мертвой точке. Ход сжатия начинается, когда поршень находится в нижней мертвой точке, а впускной и выпускной клапаны закрыты. Рабочий такт расширения начинается, когда поршень находится в верхней мертвой точке, когда оба клапана закрыты, и заканчивается, когда поршень находится в нижней мертвой точке (расширение горячих продуктов сгорания под давлением для выполнения работы во время хода поршня вниз, заставляя коленчатый вал вращаться). Ход выпуска начинается, когда выпускной клапан открывается, и заканчивается, когда поршень достигает верхней мертвой точки, и в этот момент выпускной клапан закрывается, а впускной клапан открывается, чтобы повторить цикл. Таким образом, различными стадиями цикла являются: (i) сжатие однородной воздушно-топливной смеси в случае двигателя, работающего на газе, с помощью хода поршня вверх (для двигателя, работающего на дизельном топливе, воздушный заряд сжимается и затем к концу такта сжатия топливо впрыскивается в цилиндр в виде смеси для образования гетерогенной смеси), (ii) воспламенение топливно-воздушной смеси искрой (для газового двигателя) или теплом сжатия (для дизельного двигателя), (iii) расширение горячих продуктов сгорания для выполнения работы во время хода поршня вниз, (iv) открытие выпускного клапана, приводящее к быстрому падению давления, когда продукты сгорания покидают цилиндр, (v) выпуск продуктов сгорания из цилиндра во время второго хода вверх, (vi) открытие впускного клапана с последующим закрытием выпускного клапана, (vii) втягивание свежей порции однородной топливно-воздушной смеси (газовые двигатели) или свежей порции воздуха (дизельные двигатели) во время второго хода цилиндра вниз, и (viii) начало такта сжатия, во время которого все клапаны закрыты.

6.3.1.3 Наддув и турбонаддув. Обеспечение двигателя сжатым воздухом увеличивает массу воздуха, содержащегося в цилиндре определенного размера, что позволяет сжигать больше топлива, увеличивая тем самым выходную мощность двигателя. Повышение давления осуществляется с помощью компрессора, который может приводиться в действие непосредственно от двигателя (наддув), или с помощью турбины расширения,

работающей на выхлопных газах двигателя, причем выхлопные газы находятся выше атмосферного давления (турбонаддув). Поскольку процесс сжатия повышает температуру, для охлаждения воздуха используется промежуточный охладитель, прежде чем он поступает в цилиндры двигателя для увеличения его плотности. На практике степень сжатия дизельного двигателя с турбонаддувом должна быть уменьшена, чтобы избежать чрезмерного давления в цилиндре. В случае газовых двигателей коэффициент давления должен быть ограничен во избежание детонации.

6.3.2 Состав выбросов

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ зависит от типа топлива, а также от модели двигателя: двухтактного или четырехтактного. В двухтактном двигателе часть воздуха и топлива, попадающих в поршень, выходит через выпускное отверстие, образуя выбросы. Кроме того, когда двухтактный двигатель требует впрыска масла вместе с топливом (например, бензином) для смазки картера двигателя, он сгорает вместе с топливом, увеличивая выбросы органических соединений и сажи. Четырехтактные двигатели, с другой стороны, имеют специальную систему смазки в таких случаях, которая в значительной степени отделена от процесса сгорания.

Выхлопные газы двигателя переносят большую часть загрязняющих веществ, но некоторые органические соединения выходят из цилиндров за поршневыми кольцами, выбрасываются из картера в виде газов и выпускаются из масляного поддона. Этот тип «невыхлопных» выбросов значительно меньше в дизельных двигателях. Основными загрязняющими веществами двигателей внутреннего сгорания являются NOx, общие органические соединения (TOC), CO и твердые частицы, которые в основном отвечают за видимый дым в выхлопе. Образование NOx напрямую связано с высоким давлением, с высокой температурой во время процесса сгорания и с азотом, связанным с топливом, в то время как другие загрязняющие вещества, TOC, CO и дым в основном являются результатом неполного сгорания. Выбросы твердых частиц также обусловлены наличием золы и металлических присадок в топливе. SOx также может выделяться в зависимости от содержания серы в топливе.

Методы контроля NOx для дизельных и двухтопливных двигателей включают снижение температуры сгорания, а в некоторых случаях и давления. Один из методов состоит в регулировании соотношения топлива и воздуха для изменения температуры сгорания. У двигателей с обогащенным горением соотношение воздуха к топливу близко к стехиометрическому, в то время как у двигателей с обедненным топливом отношение воздуха к топливу значительно выше стехиометрического. В случае интенсивного сжигания, помимо понижения температуры, условия восстановления (недостаточное количество O₂) также приводят к уменьшению образования NOx. Применяются также каталитическое восстановление и методы для контроля NOx после сгорания, а также для окисления CO и органических соединений в выхлопе.

6.3.3 Выполнение запуска

Двигатель запускается вращением вала на скорости, достаточной для обеспечения зажигания и автономной работы. Маленькие двигатели запускаются с помощью электродвигателей, в то время как большие снабжаются специальными клапанами, так что некоторые из цилиндров двигателя могут работать как пневматические двигатели, используя воздух высокого давления, доступный снаружи для вращения двигателя. В случае дизельных двигателей, работающих на тяжелых остаточных топливных маслах, требуются две топливные системы, состоящие из системы тяжелого жидкого топлива для нормальной работы и системы легкого топливного масла для запуска и остановки.

6.3.4 Характеристика производительности

И двухтактные, и четырехтактные двигатели с искровым зажиганием и с воспламенением от сжатия имеют сходные рабочие характеристики. Скорость и мощность могут варьироваться от нуля до полного крутящего момента для всех скоростей в пределах рабочего диапазона и изменяются путем регулировки подачи топлива с помощью регулятора, который также поддерживает постоянную скорость при изменяющейся нагрузке. Чувствительность рабочих характеристик этих двигателей к различным условиям окружающей среды на площадке может быть минимизирована путем правильного определения размера нагнетателя или турбокомпрессора. Доступны двигатели для стационарного применения с выходной мощностью от нескольких киловатт до 50 МВт. Первый закон процентной эффективности может быть в пределах 20–40 единиц защиты в зависимости от типа двигателя и условий его эксплуатации.

Рабочие характеристики дизельных и газовых двигателей ухудшаются по мере износа цилиндров, поршневых колец и других механических компонентов, но рабочие характеристики могут быть восстановлены, по крайней мере, частично, путем капитального ремонта. Двигатели должны отключаться через определенные промежутки времени для проверки и ремонта, а надлежащее техническое обслуживание машин может обеспечить КПД более 95%. В зависимости от частоты использования, эти двигатели более подвержены поломкам, чем электродвигатели или паровые турбины.

6.3.5 Виды топлива

6.3.5.1 Цетановое число. Цетановое число является мерой характеристик сгорания топлива, подходящего для двигателей с воспламенением от сжатия. Он измеряет задержку зажигания топлива, которая является периодом времени между началом впрыскивания топлива и началом зажигания; чем выше цетановое число, тем короче задержка зажигания. Как правило, дизельные двигатели работают хорошо с цетановым числом в диапазоне от 40 до 55. Вещество, которое очень быстро воспламеняется, цетан (н-гексадекан) произвольно получил оценку 100, в то время как вещество, которое медленно воспламеняется, было названо как 1-метилнафталин (но был заменен изоцетаном с оценкой 15), оценка нуля и значения по этой шкале были названы цетановыми числами. Специально разработанный двигатель с регулируемой компрессией используется для определения цетанового числа топлива. Испытуемое топливо впрыскивается в 13 перед верхней мертвой точкой, где угол 13 относится к вращению коленчатого вала, который соединяет каждый из поршней (в двигателе, состоящем из нескольких цилиндров) с нагрузкой. Степень сжатия двигателя затем регулируется до тех пор, пока топливо не загорится в центре вверху. Затем двигатель работает на различных смесях цетана и 1-метилнафталена до тех пор, пока не будет найдена смесь, воспламенение которой происходит при той же степени сжатия, что и у данного топлива. Соответствующим процентным содержанием по объему цетана в смеси является цетановое число. Часто без проведения этого теста можно оценить цетановое число по удельному весу топлива и температуре, при которой испаряется 10, 50 и 90% образца.

6.3.5.2 Октановое число. В случае двигателей с искровым зажиганием топливо не должно самопроизвольно воспламеняться до того, как свеча не даст искру в оптимальный момент зажигания, в противном случае это приведет к «детонации» (во время работы может быть слышен стучащий шум). Октановое число измеряет это свойство; чем выше октановое число, тем сильнее сжатие, которое топливо может выдержать до воспламенения. Исследуемое октановое число является наиболее распространенным типом октанового

числа, использующийся во всем мире, и определяется путем запуска двигателя на различных смесях изооктана и н-гептана до тех пор, пока не будет найдена смесь, для которой интенсивность детонации будет такой же, как у данного топлива. Соответствующий объемный процент изооктана в смеси представляет собой октановое число.

Топливо для стационарных промышленных двигателей обычно добывается из нефти, но также используются природный газ, синтез-газ, полученный в результате газификации биомассы, газообразный реактор и свалочный газ. Газообразное топливо должно быть очищено от пыли, не вызывать коррозию, не детонировать и не возгораться во время такта сжатия и выделять достаточно энергии при сжигании для развития мощности. С таким газообразным топливом в двигателях с воспламенением от сжатия может потребоваться дизельное топливо 5–6%. Жидкое топливо должно быть без зернистости, впрыскиваемым, обладать достаточной смазывающей способностью, чтобы минимизировать износ поршней впрыска, и, конечно, выделять достаточно энергии при сжигании для выработки энергии. Иногда для снижения вязкости топлива может потребоваться предварительный нагрев топлива.

6.4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТУРБИНЫ

Гидравлические турбины передают кинетическую энергию от текущей жидкости к вращающемуся валу; жидкость, которая обычно находится под давлением или имеет накопленную потенциальную энергию, преобразуется в кинетическую энергию в жидкости, когда жидкость поступает в турбину. Гидравлические турбины используются на гидроэлектростанциях, а также в перерабатывающей промышленности, хотя конструкция этих турбин отличается в двух случаях.

6.4.1 Применение в перерабатывающей промышленности

В перерабатывающей промышленности такие турбины называются гидравлическими турбинами для регенерации энергии и используются для извлечения энергии из потока жидкости путем снижения его давления, которое в противном случае было бы потеряно через клапан сброса давления. Распространенным типом гидравлической турбины является центробежный насос с обратным вращением. Различные типы центробежных насосов могут использоваться в качестве гидравлических турбин с небольшим изменением конструкции, необходимым из-за обратного вращения и высокого давления на входе. Обычно турбина используется в качестве привода для вращения насоса. Поскольку технологическая жидкость не всегда доступна или ее давление может быть переменным, гидравлическая турбина обычно не используется в качестве автономного привода, а вместо этого используется вместе с электродвигателем в качестве основного привода для снижения мощности, используемой двигателем. Гидравлическая турбина отсоединяется от двигателя с помощью сцепления, когда рабочая жидкость становится недоступной или ее давление становится слишком низким, чтобы гидравлическая турбина не стала тормозить систему.

Эксплуатационные характеристики гидравлической турбины с рекуперацией энергии отличаются от производительности насоса. В отличие от насоса, который может работать от минимального до максимального диапазона расхода, турбина для восстановления гидравлической мощности должна работать вблизи своей наилучшей точки эффективности (БЕР). При скоростях потока ниже БЕР, способность гидравлической турбины восстанавливать энергию значительно снижается, и она может стать тормозом для системы при более низких скоростях потока.

6.4.2 Применение на гидроэнергетических установках

Существует два основных типа гидравлических турбин: импульсная и реактивная, а

тип выбранной турбины зависит от высоты стоячей воды («напора») и скорости потока. Другие факторы включают в себя то, насколько глубоко турбина должна быть установлена в воде, эффективность и стоимость. Импульсная турбина использует скорость воды для перемещения «бегунка» (ротора) и сбрасывает давление до атмосферного. Импульсная турбина обычно подходит для конструкций с высоким напором и низким расходом. Реактивная турбина вырабатывает энергию от комбинированного действия давления и скорости воды. Реактивные турбины обычно подходят для более низкого напора и более высоких скоростей потока, чем для импульсных турбин.

Гидравлическая мощность, развиваемая турбиной $\dot{W}_{\text{гидр}}$, может быть рассчитана с использованием уравнения, аналогичного уравнению, используемому для насоса, и дана следующим образом, при условии, что в турбине не происходит изменение фазы³. Если высота стоячей жидкости (напора) равна известному значению, тогда вместо гидростатического давления падение статического давления $\Delta P_{\text{турб}}$ на турбине может быть рассчитано по напору с использованием плотности жидкости.

$$\dot{W}_{\text{гидр}} = \Delta P_{\text{турб}} V \eta_{\text{гидр}}.$$

где V - объемный расход, и $\eta_{\text{гидр}}$ - гидравлический КПД турбины. Вышеупомянутая гидравлическая мощность должна быть умножена на механическую и генераторную эффективность, чтобы определить выработанную полезную мощность.

ЛИТЕРАТУРА

- Bhargava R, Meher-Homji CB. Parametric analysis of existing raz turbines with inlet evaporative and overspray fogging. ASME IGTI Turbo-Expo Conference; June 2002; Amsterdam, Holland.
- Burrus DL, Johnson AW, Roquemore WM, Shouse DT. Performance assessment of a prototype trapped vortex combustor for raz turbine application. Proceedings of the ASME IGTI Turbo-Expo Conference; June 2001; New Orleans, LO.
- Cengel YA, Boles MA. *Thermodynamics: An Engineering Approach*. Hightstown, NJ: McGraw-Hill; 1998.
- Gemmen RS, Richards GA, Janus MC. Development of a pressure gain combustor for improved cycle efficiency. ASME Cogen Turbo Power Congress and Exposition; October 25-27, 1994; Portland, OR.
- General Electric Bulletin GEI41040G. Specification for fuel gases for combustion in heavy-duty raz turbines. Schenectady, NY: General Electric Company; revised January 2002.
- Hsu KY, Gross LP, Trump DD. Performance of a trapped vortex combustor. Paper No. 95-0810, AIAA 33rd Aerospace Sciences Meeting and Exhibit; January 1995; Reno, NV.
- Keenan JH, Keyes FG, Hill PG, Moore JG. *Steam Tables: Thermodynamic Properties of Water Including Vapor, Liquid, and Solid Phases*. New York: John Wiley & Sons, Inc.; 1969.
- Rao AD, Francuz DJ, West E. Refinery raz waste heat energy conversion optimization in raz turbines. ASME Joint Power Generation Conference; October 1996; Houston, TX.
- Smith JM, Van Ness HC, Abbott MM. *Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics*. 7th ed. Boston, MA: McGraw-Hill; 2005.
- Smith LL. Ultra low NOx catalytic combustion for IGCC power plants. Prepared by Precision Combustion Inc., U.S. Department of Energy Topical Report; March 2004. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy.
- Spencer RC, Cotton KC, Cannon CN. A method for predicting the performance of steam turbine- generators: 16,500 kW and larger. Paper no. 62-WA-209; ASME Winter Annual Meeting; New York; Revised July 1974 version.

³ При применении на технологической установке жидкость, поступающая в турбину, может быть близка к ее точке кипения, и в этом случае часть жидкости может испаряться, и при расчете гидравлической мощности может использоваться методология, включающая энтропию, аналогичную той, которая описана для паровой турбины.

7

АНАЛИЗ СИСТЕМ

Выбор подходящего процесса (в нашем случае для экологически безопасного преобразования энергии) или подсистемы, составляющих этот процесс, требует анализ, который включает предварительное проектирование систем и оценку стоимости для определения относительной производительности, включая экологическую характеристику и экономическую оценку каждой из альтернатив. На рис. 7.1 представлены различные задачи, которые требуются для разработки такого анализа для каждой альтернативы. Некоторые из этих рабочих задач можно исключить из анализа в зависимости от того, насколько детальным он должен быть, либо из тех рабочих задач, которые можно выполнить только на качественной основе. Например, для предварительных исследований, внепроектных и динамических характеристик, а также анализа безопасности могут быть рассмотрены только задачи на качественной основе, то есть путем исследования принципиальной технологической схемы, чтобы определить, не заканчивается ли система какими-либо необычными функциями, которые могут стать «камнем преткновения». Различные задачи, требующиеся к выполнению, рассмотрены ниже, и, как показано на схеме, конфигурация системы может развиваться итеративно, поскольку может подвергаться изменениям в зависимости от результатов множества последующих операций. Следует отметить, что эта глава не рассматривает детальное проектирование процесса, необходимого для строительства установки.

7.1 ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Первым шагом анализа любой системы является установление проектной основы так, чтобы система подходила под определенные условия проекта. Также в него входит набор проектных критериев для последовательного сравнения различных альтернатив. Ниже перечислены минимальные требования, которые должны быть определены заранее.

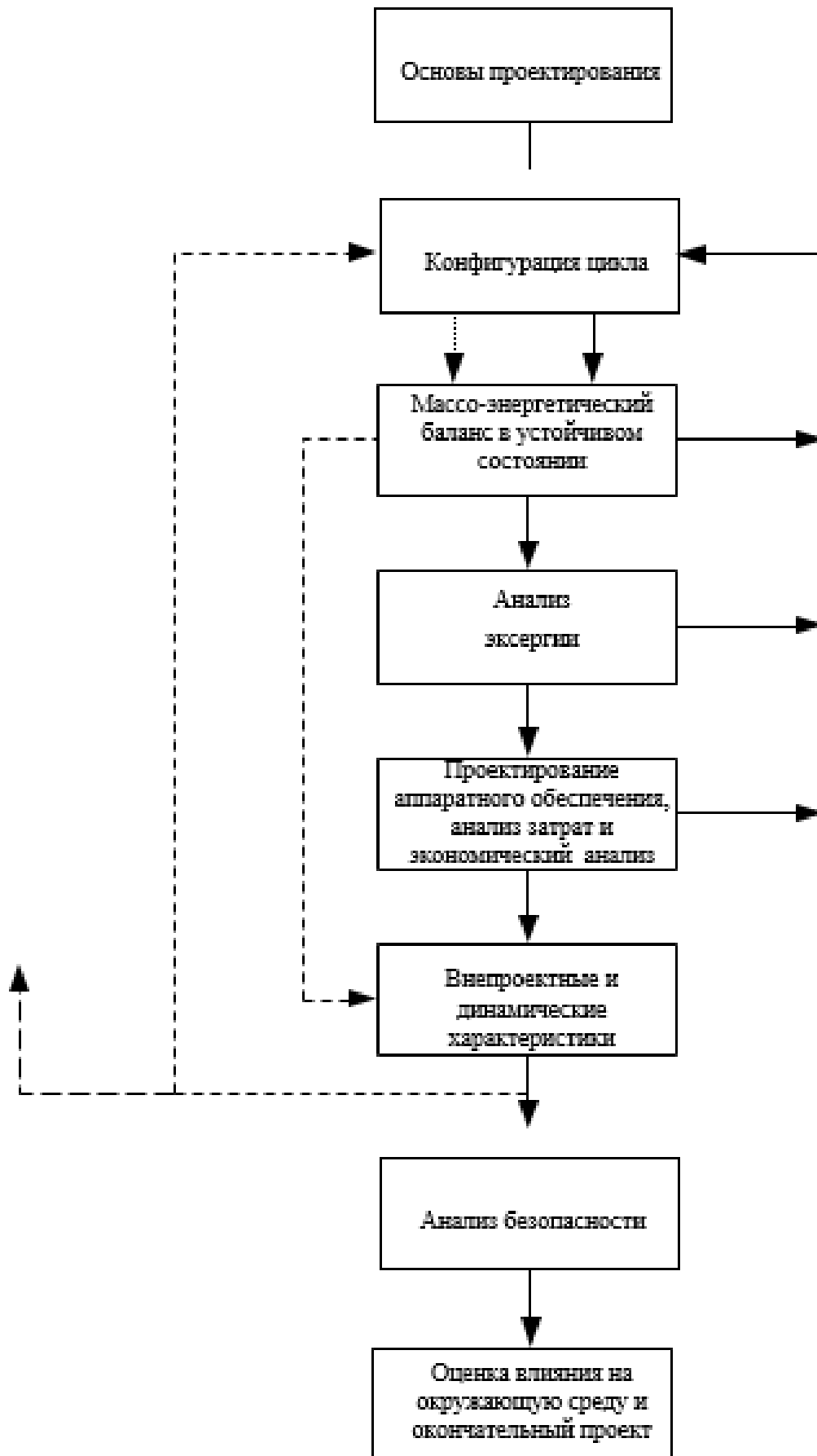


РИСУНОК 7.1 Рабочий процесс анализа системы

7.1.1 Технические характеристики топлива и состава подачи

Сюда относится определение наличия и состава, а также уровня загрязнения или примесей, присутствующих в топливе или сырье, его давления и температуры, где это применимо. Также должна быть указана изменчивость этих параметров, поскольку это непосредственно влияет на проект системы. Согласно главе 1 такие виды топлива, как природный газ и уголь, могут иметь разный состав, а проект системы должен принимать такое «непроектное» топливо.

7.1.2 Способы отвода тепла

Значительная часть энергии, поступающей в систему, выходит в окружающую среду в виде тепловой энергии (если только это не ТЭЦ) всякий раз, когда происходят преобразования материи и энергии согласно ограничениям второго закона. Существуют различные методы отвода тепла, описанные в главе 8, и выбор наиболее подходящего метода зависит не только от местных условий площадки (наличие воды и влажность воздуха), но также от экологических норм. Если показатели влажности завышены, тогда устанавливать градирни нежелательно. Если же рассматривается наличие большого водоема, такого как озеро, океан или река, из которых можно осуществлять однократный забор воды на охлаждение, следует учитывать местные экологические нормы, которыми установлен верхний предел температуры воды, возвращаемой в питающий водоем, чтобы избежать нанесения урона обитателям водной среды. Понижение температуры обратной воды влияет на скорость циркуляции охлаждающей воды, что, в свою очередь, влияет на размер циркуляционного водяного насоса, его потребляемую мощность и стоимость. Кроме того, экологические нормы могут также оговаривать способ указания точек забора воды, чтобы избежать поглощения и уничтожения крошечной водной фауны (в состоянии личинок), которая может проходить через решетки, а также способ, которым вода сбрасывается обратно в водоем, чтобы избежать реакции обитателей водной среды, и в этом случае может потребоваться несколько точек сброса, что также влияет на стоимость системы сброса.

7.1.3 Условия окружающей среды

Типичным является выбор условий окружающей среды в качестве проектных значений, в т.ч. показатели температуры по сухому и мокрому термометру (необходимые для того, чтобы определить влажность окружающего воздуха и установить температуру подачи воды для охлаждения, когда для отвода тепла установки используют мокрые градирни) и атмосферное давление. В дополнение к эксплуатационным характеристикам турбокомпрессорного оборудования, такого как компрессоры и газовые турбины, а также двигателям внутреннего сгорания, на которые влияют эти условия окружающей среды, изменяется и их размер. Рабочие характеристики и размеры системы отвода тепла, особенно в условиях «сухого охлаждения» (например, теплообменник воздушного охлаждения), также зависят от условий окружающей среды. Изменчивость этих условий может быть объяснена путем указания минимальной и максимальной температуры по сухому термометру и сопутствующих температур по мокрому. Следует тщательно проверить, может ли система работать в таких экстремальных условиях. Например, стоимость установки может потребовать учета зимней эксплуатации и защиты от замерзания, включая здания, в которых размещается оборудование, например, установка паротурбины, в зависимости от минимальной температуры сухого термометра. При более

детальном анализе системы производительность установки может потребоваться при минимальных и максимальных условиях окружающей среды в качестве внепроектного анализа для оценки изменений в производительности. Также может быть определено оборудование, ограничивающее производительность установки в этих экстремальных условиях, и может быть проведена оценка, если оправдано увеличение размера такого оборудования для устранения проблем в целом.

7.1.4 Другие характерные факторы среды эксплуатации

Следует принять во внимание и другие особенности местных условий, так как они влияют на стоимость установки, особенно при сравнении результатов одного исследования с другим. К ним относятся:

- Топографию участка для предполагаемых исследований, чтобы учесть дополнительные расходы на подготовку участка.
- Доступ к участку. Если участок не имеет выхода к морю, то, как правило, он может иметь доступ к железной дороге и автомобильному шоссе, и в этом случае будет установлен максимальный предел размеров оборудования, изготовленного производителем, для их транспортировки на участок. Обычно пространство под мостами имеет максимальный диаметр (около 4 м) для судов, изготовленных в цехах. Для участков, не имеющих выхода к морю, необходимо изготовить конструкции большего размера, то есть на месте, которое требует дополнительных затрат, но в некотором случае может быть дешевле общей стоимости оборудования, так как может уменьшиться количество поездов или линий этого оборудования. Например, сэкономить на контрольно-измерительной аппаратуре и связанной с ней электрической проводке и/или пневматическом трубопроводе. Можно сократить расходы на технологический или коммунальный трубопроводы, несмотря на то, что для большей производительности необходим больший диаметр из-за экономии масштаба¹. Сокращаются затраты на опорные сооружения и фундамент по всей конструкции. Однако, если участок расположен близко к водным путям, более крупное оборудование можно переправлять на барже.
- Поставка исходного материала зависит от «доступа к площадке». Способ транспортировки, используемый для подачи сырья, влияет на их стоимость. Крупные заводы, работающие на угле, могут иногда располагаться вблизи самого устья шахты, чтобы избежать затрат, особенно когда уголь, такой как лигнит, низкого качества.
- Утилизация таких продуктов сгорания угольного завода как зола может быть проведена на месте, чтобы избежать транспортных расходов.
Если выбросы CO₂ должны быть ограничены (как и на угольной электростанции), тогда для сокращения углекислого газа используется метод улавливания, удаления CO₂ от участка завода, учитывается способ транспортировки, включая и уровень давления.
- Обеспечение сырой водой - есть ли пресная вода, количество и ее анализ - влияет на обработку питательной воды для котлов (BFW), а также, если используется в качестве подпитки для мокрой градирни. Если воды не хватает, то мокрую градирню нельзя использовать для отвода тепла от установки.
- Состояние почвы также влияет на стоимость фундамента, т.е. на укладку свай и состояние

¹ Удельная стоимость (стоимость на единицу мощности) более крупного оборудования также обычно ниже, чем у более мелкого оборудования, когда оба изготавливаются в цехах. Однако, в случае сосудов высокого давления, толщина стенки увеличивается с диаметром из-за увеличения кольцевого напряжения и должна учитываться при компромиссе между сосудами, изготовленными в цехах меньшего диаметра и сосудами, изготовленными на площадке.

поймы.

- Зона сейсмической опасности также должна быть принята во внимание, так как необходимо учитывать, что и она влияет на фундамент и проект конструкции.

7.1.5 Предельно допустимые нормы выбросов в окружающую среду

Критерии проектирования с учетом выбросов в окружающую среду и жидких и твердых выбросов определяют необходимость мер по снижению загрязнения, которые должны быть включены в конфигурацию системы или выбор типа оборудования. При определении критериев выбросов в окружающую среду следует учитывать ряд факторов, в том числе действующие нормативы выбросов, тенденции регулирования и состояние наилучших доступных технологий контроля (БАСТ). Текущие нормативы выбросов устанавливаются стандартами на эксплуатационные характеристики нового источника генерирования электроэнергии (NSPS). Поправки к Закону о чистом воздухе от 1970 г. требовали, чтобы Агентство по охране окружающей среды США (US EPA) разработало NSPS для новых и модифицированных стационарных источников. Загрязняющими веществами, регулируемыми в программе NSPS, являются ТЧ, SO₂, NO_x, CO, VOC, непрозрачность, диоксины/ фураны, фториды, влага H₂SO₄, Cd, Pb, Hg, общее содержание пониженной серы, выбросы на свалках твердых бытовых отходов и выбросы в камеры сгорания муниципальных отходов металлов и кислых газов (SO₂ и HCl).

Другие нормативные акты, которые могут повлиять на пределы выбросов от новой установки, включают предотвращение значительного загрязнения воздушной среды (PSD) и экспертизу новых источников (NSR), которые требуют установки технологии контроля выбросов, соответствующей либо БАСТ-определениям для новых источников, расположенных в зонах, отвечающих требованиям стандартов качества атмосферного воздуха (также известные как «зоны, соответствующие экологическим требованиям») или технологиям минимально допустимых удельных выбросов (LAER) для источников, расположенных в районах, не отвечающих стандартам качества окружающего воздуха (также известных как «зоны, не соответствующие экологическим требованиям»).

В настоящее время в Соединенных Штатах выбросы CO₂ не регулируются, но есть вероятность того, что в будущем могут быть установлены ограничения. 20 сентября 2013 года Агентство по охране окружающей среды США объявило о предлагаемом NSPS для выбросов CO₂ от будущих электростанций, но они не будут применяться к действующим электростанциям. Предлагаются отдельные государственные пределы для природного газа и для угольных установок. Крупные электростанции, работающие на природном газе, должны будут выделять менее 1000 фунтов (454 кг) CO₂ на МВт/ч, в то время как новые малые энергоблоки, работающие на природном газе, должны будут выделять менее 1100 фунтов (499 кг) CO₂ на МВт/ч. Новые угольные агрегаты должны будут выделять менее 1100 фунтов (499 кг) CO₂ на МВт/ч. Операторы этих устройств могут выбирать дополнительную гибкость, усредняя свои выбросы за несколько лет для достижения несколько более жесткого допуска. Большие современные установки комбинированного цикла, работающие на природном газе, уже могут соответствовать этому стандарту, но для новых (сверхкритических) электростанций, работающих на угле, потребуется приблизительно 40% улавливания углерода.

7.1.6 Коэффициент мощности (использования)

Требуемый коэффициент мощности установки (КМ) определяет запас мощности в критическом оборудовании и необходимость подачи резервного топлива (и хранения его в случае жидкого вещества), что влияет на стоимость установки. Резервное топливо также

увеличивает эксплуатационные расходы. КМ также имеет непосредственное влияние на экономику завода, поскольку влияет на поток доходов в течение определенного периода времени от продажи продукта, а также измеряет, насколько хорошо используется капитал. Совет Североамериканских штатов по надежному обеспечению электроэнергией (NERC) определяет эквивалентный коэффициент готовности как меру КМ завода, предполагая, что всегда есть спрос на продукт, в то время как эквивалентный коэффициент готовности учитывает время запланированной работы при пониженной нагрузке, а также сезонную работу при пониженной нагрузке. Среднее значение эквивалентного коэффициента готовности для угольных котельных в диапазоне размеров 400–599 МВт в 2004 году составляло около 85%, что является значением, используемым в спонсируемом Министерством энергетики США анализе системы различных электростанций, работающих на ископаемом топливе (Black, 2010). Соответствующий КМ для комбинированного цикла комплексной газификации с подачей угля был ниже на 80%, в то время как для комбинированного цикла на природном газе был 85%.

Пример 7.1. Нормы охраны окружающей среды для определения предела выбросов NO_x (оксида азота) из газовой турбины или комбинированного цикла на основе газовой турбины в Соединенных Штатах выражаются в расчете частей на миллион по объему и в пересчете на сухое вещество, при "корректировке" до 15% O₂, когда воздух добавляется или удаляется из дымового газа так, что концентрация O₂ в сухом состоянии составляет 15% по объему («ppmvd, 15% O₂»), скорее чем выбросы NO_x, выделяемые на единицу вырабатываемой энергии. Сравните NO_x, выделяемый двумя установками комбинированного цикла А и В, на основе ppmvd, 15% O₂ и единицы вырабатываемой энергии (используя, $x = 2$, хотя NO преимущественно образуется в камере сгорания газовой турбины, окончательная форма NO_x в атмосфере - NO₂). Предположим, что разбавленный воздух состоит из 20,9% O₂ в пересчете на сухое вещество, необходимое для увеличения концентрации O₂ в дымовом газе до 15%. Данные для этих двух заводов представлены в таблице 7.1.

Решение

Расчеты приведены в таблице 7.2. Как видим, несмотря на то, что эти два завода имеют «одинаковые» выбросы NO_x в сухом виде с поправкой до 15% O₂, завод А является более загрязняющим окружающую среду, поскольку он выбрасывает на 10% больше NO_x, чем завод В, когда данные представляют чистый расход энергии МВт (потому что завод В более эффективен).

ТАБЛИЦА 7.1 Данные комбинированного цикла

Завод	А	В
Чистый расход энергии (МВт)	518.4	564.7
Сформированный NO _x (кг/ч)	56.2	56.0
Расход дымовых газов (кг/ч)	4,179,592	3,230,636
Основные компоненты дымовых газов (объем, %)		
O ₂	14.14	12.09
N ₂ + Ar	76.56	75.2
CO ₂	3.1	4.04
H ₂ O	6.2	8.67

ТАБЛИЦА 7.2 Расчеты выбросов NO_x

Завод	А	В
Молекулярная масса NO _x	46.01	46.01

NO _x образованный (кмоль/ч)	1.222	1.217
Молекулярная масса дымовых газов	28.46	28.28
Молярный расход дымовых газов (кмоль/ч)		
Основные компоненты сухого дымового газа (объем, %)	146,872	114,242
O ₂	15.07	13.24
N ₂ + Ar	81.62	82.34
CO ₂	3.30	4.42
H ₂ O	0	0
Всего	100.00	100.00
Молекулярная масса сухого дымового газа	29.15	29.25
Молярный расход сухого дымового газа (кмоль/ч)	137,766	104,337
Молярный расход сухого дымового газа с 15% O ₂ , кмоль/ч [= молярный расход сухого дымового газа × (20.9 – % O ₂ в сухом дымовом газе)/(20.9 – 15)]	136,024	135,502
NO _x выбросы, ppmvd (15% O ₂)	9.0	9.0
NO _x выбросы (кг/МВтч)	0.1084	0.0992

7.1.7 Внепроектные требования

В дополнение к требованиям в системе работы в условиях окружающей среды также важно, чтобы завод по производству электроэнергии как основной продукции должен точно определить, следует ли изменить нагрузку (как это определено сеткой) и насколько следует снизить производительность завода. Динамическое моделирование системы требуется для определения возможности отслеживания нагрузки, но для минимальной допускаемой степени снижения производительности установки может потребоваться разработка внепроектных характеристик системы для оборудования, рассчитанного для проектного значения, и определения наличия каких-либо эксплуатационных проблем с оборудованием. Возможность отключения станции может быть расширена путем установки нескольких технологических линий оборудования или подсистемы, и, как минимум, следует пересмотреть максимальные возможности отключения основного оборудования на станции и принять решение относительно количества отдельных технологических линий этого оборудования, например, две линии, каждая из которых имеет половину общей проектной мощности завода, или три линии, каждая из которых имеет треть общей проектной мощности завода. Обратите внимание на то, что, как сказано выше, стоимость завода увеличивается, поскольку обычно удельная стоимость (стоимость единицы мощности) меньшего оборудования больше, а также расходы, связанные с электрическим и контрольным оборудованием, опорными конструкциями, увеличиваются вместе с увеличением количества технологических линий.

В дополнение к вышесказанному, критерии проектирования оборудования также должны быть установлены до того, как оборудование может быть определено для оценки затрат. Минимальные движущие силы, такие как разность температур между горячим и холодным потоком в случае теплообменника (в зависимости от типа жидкости), или приближение температуры охлаждающей воды к окружающей температуре по влажному термометру в градирне должна быть установлена заранее в предварительных исследованиях, поскольку оптимизация таких параметров может выходить за рамки исследования и бюджета.

7.2 КОНФИГУРАЦИЯ СИСТЕМЫ

Начальный этап означает концептуализацию конфигурации системы на очень высоком уровне с помощью общей технологической блок-схемы (ТБС). ТБС дает широкий

обзор процесса и содержит очень мало определенных деталей. Она показывает порядок и взаимосвязь между основными подразделами или «единицами» всей системы с помощью стрелок-указателей направления потока среды. На рис. 7.2 показана ТБС для газотурбинной установки с комбинированным циклом, в которой газовая турбина используется в качестве верхнего цикла с топливом и воздухом, поступающим в нее, а ее выхлопные газы поступают в теплоутилизационный парогенератор (ТУПГ). ТУПГ обеспечивает пар для запуска паровой турбины. Некоторые из других блоков, включенные в этот ТБС, являются системой отвода тепла и системой очистки / подготовки воды.

Следующий шаг состоит в разработке схемы технологического процесса в каждом из блоков ТБС. Разработка схемы технологического процесса обычно начинается с основных генераторов энергии (таких как газовые турбины, топливные элементы в случае энергетических циклов), а также с реакторов (в случае более сложных систем, требующих такого оборудования). Следующие столбцы для операций массопереноса могут быть добавлены в блок-схему. Как только входной, выходной и рециркулирующие потоки будут сконфигурированы, могут быть добавлены компрессоры, воздуходувы и насосы в зависимости от расчетного давления в источниках и в конечных точках для потоков. Затем можно добавлять теплообменники, определив, требуется ли нагрев или охлаждение, исходя из температуры в источнике и в конечных точках потока. Эти температуры могут быть приблизительными, основанными на предыдущей работе, или могут быть определены нижестоящим и/или последующим оборудованием. Жидкость на другой стороне теплообменника может быть задана после генерации первоначального моделирования системы на основе расчетов баланса массы и энергии. Пинч-анализ, описанный в следующем разделе этой главы, может быть полезен при разработке схем рекуперации и отвода тепла.

Разработка схемы технологического процесса часто должна выполняться параллельно с моделированием стационарного режима каждой из подсистем или группы основных подсистем на этапе проектирования. Существует ряд доступных инструментов компьютерного моделирования, таких как Aspen Plus® и Pro/II®, они подходят для сложных энергетических установок, таких как IGCC, GateCycle™ и Thermoflex, более подходящих для электростанций, работающих на природном газе. Эти программы содержат удобные для пользователя графические интерфейсы, и системные инженеры

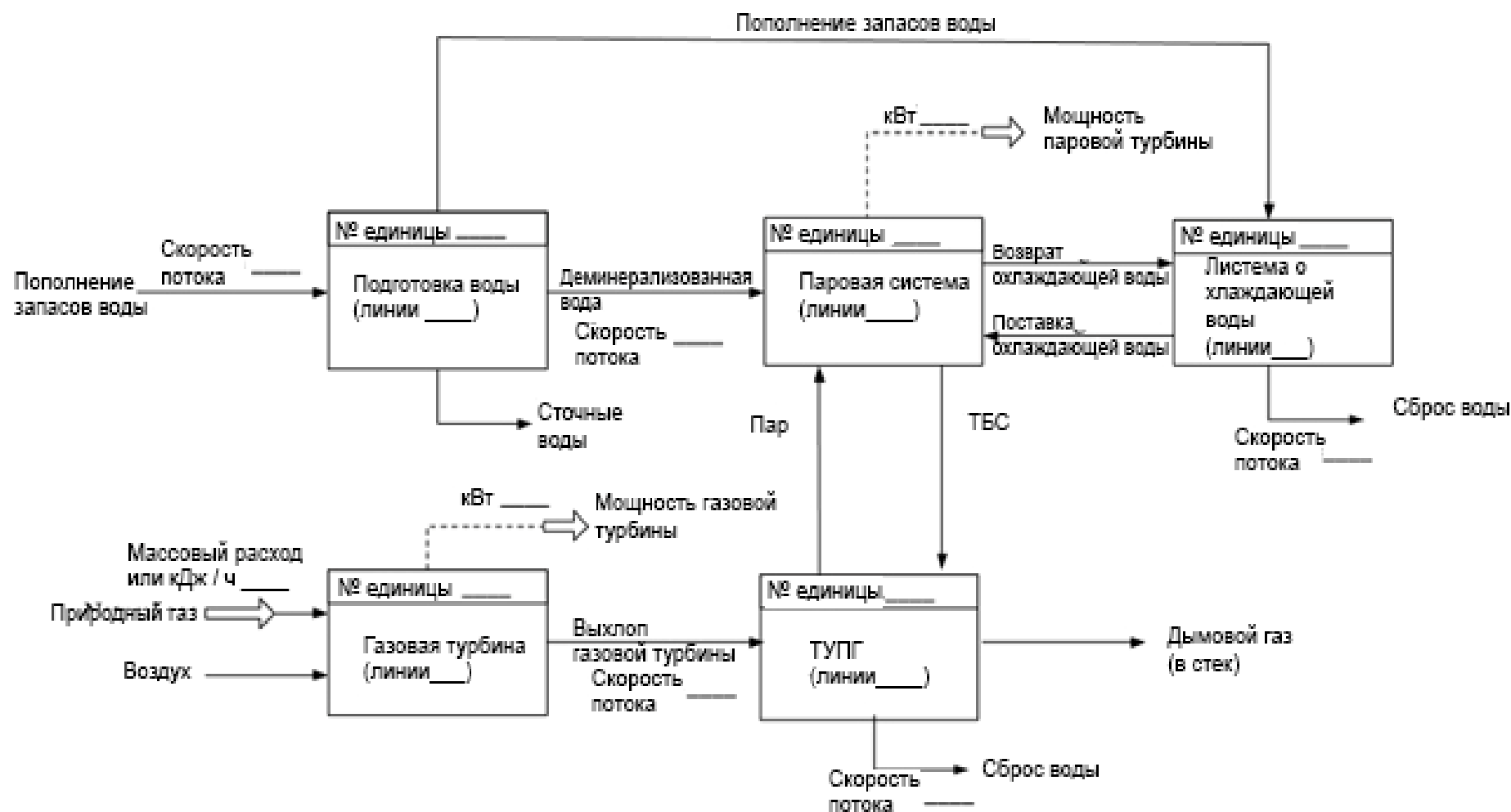


РИСУНОК 7.2 ТБС для газотурбинной установки с комбинированным циклом

часто разрабатывают схему интеграции процессов напрямую, используя этот графический интерфейс, а не набрасывают ее заранее. После предоставления необходимых входных данных в соответствии с проектными основами для запуска моделирования, схему интеграции процесса, возможно, придется изменить. В зависимости от типа используемой программы, моделирование, состоящее из осуществления баланса массы и энергии для каждой из операций и процессов устройства, либо ограничено определенной чистой движущей силой для теплопередачи или массопереноса, либо подходами к равновесию для массопереноса и химических реакций. Модели оборудования на основе тарифных расценок также включены в программное обеспечение, такое как Aspen Plus, но более эффективно разрабатывать моделирование сначала с использованием более упрощенных термодинамических моделей, а после получения удовлетворительной схемы проектирования заменить более простые модели более сложными скоростными модели на основе тарифных расценок. Эскиз схемы системы или процесса, который показывает тип оборудования в процессе и их физическую связь, коммуникации могут быть затем разработаны с использованием конфигурации системы, иллюстрируемой графическим интерфейсом, для последующих этапов.

7.3 Пинч-анализ и анализ эксергии

После выстраивания технологической схемы и моделирования стационарной системы может применяться второй закон термодинамики для количественного определения областей неэффективности и, таким образом, областей, в которых изменения конфигурации или проектных параметров значительно улучшат общую эффективность системы. В частности, анализ эксергии и пинч-анализ дают представление о термодинамике процесса, что позволит определить потенциально выгодные изменения процесса в конфигурации, а также в рабочих условиях с целью снижения энергопотребления процесса.

7.3.1 Анализ эксергии

Согласно главе 2, анализ эксергии требует расчета эксергии каждого из потоков (входящих, выходящих и находящихся внутри системы) для количественной оценки величины рабочего потенциала, разрушенного на каждом главном оборудовании в системе, а также количественного определения верхнего предела для эффективности системы. Это также дает количественное объяснение того, почему одна конфигурация лучше другой с точки зрения эффективности. Например, анализ эксергии комбинированного цикла показывает, что наибольшее количество эксергетического разрушения происходит в камере сгорания газовой турбины. Таким образом, наибольшим улучшением эффективности комбинированного цикла является выбор газовой турбины с более высокой температурой обжига. Анализ эксергии также помогает в определении потребностей в исследованиях и разработках в долгосрочной перспективе. Например, улучшение температуры обжига может быть достигнуто путем разработки усовершенствованных материалов, которые могут противостоять более высоким температурам в камере сгорания, переходном отсеке (соединяющем камеру сгорания и турбину) и в турбине. Для того, чтобы в дальнейшем усовершенствовать способ, которым энергия топлива преобразуется в механическую, требуются альтернативы почти изобарическому процессу сгорания. Затем можно обратиться к соответствующим литературным источникам или придумать новые идеи (скажем, в ходе обсуждений в команде) о том, как уменьшить эту потерю эксергии. Для исследований и разработок могут быть определены более преобразующие или революционные улучшения вместо предыдущих (которые дают меньшие приращения

температуры). Одной из таких технологий является замена процесса изобарного сгорания процессом с постоянным объемом. Такой камерой сгорания является камера сгорания с постоянным объемом или усилением давления, или импульсная детонационная камера (Тангирала и соавт., 2007), указанная в главе 6, она показывает гораздо меньшую степень эксергетического разрушения (Hutchins and Metghalchi, 2003). Сейчас остаются нерешенными основные проблемы, связанные с сопряжением нестационарного потока через камеру сгорания с компрессором и турбиной. Еще один подход заключается в использовании высокотемпературного топливного элемента, согласно главе 11, для электрохимического преобразования связанной энергии топлива (или, по крайней мере, большей ее части), хотя основной проблемой топливных элементов в настоящее время является их высокая первоначальная стоимость. Таким образом, анализ эксергии может также включать влияние на стоимость и экономику. Пример такого метода описан в контексте оптимизации рабочих параметров ТУПГ комбинированного цикла (Franco and Russo, 2002). Поскольку уменьшение эксергетических потерь за счет уменьшения движущих сил температуры теплопередачи в ТУПГ увеличивает размер и, следовательно, стоимость ТУПГ, методология будет предполагать минимизацию целевой функции, которая представляет собой сумму потерь эксергии и представление стоимости. Минимизация такой комбинированной целевой функции может позволить найти оптимальный компромисс между эффективностью и стоимостью. Эксергетическое разрушение также использовалось в качестве меры истощения ресурсов (Lombardi, 2001).

7.3.2 Пинч-анализ

Технология пинч-анализа, которая также основана на термодинамических принципах, предполагает систематическую методологию для разработки эффективной схемы тепловой интеграции, включающей как извлечение, так и отторжение (Линхоф и соавт., 1988). Эта технология превратилась в анализ, который был объединен с эксергией (Staine and Favrat, 1996), экономическим анализом (Gundersen and Naess, 1990; Линхоф, 1993), и был применен к электростанциям с парогазовой установкой и внутрицикловой газификацией угля (например, Эмун и соавт., 2010). Ниже приводится краткий обзор этой технологии, и читатель может обратиться к вышеупомянутым ссылкам для получения практических знаний для применения этой техники.

Основной подход пинч-технологии состоит в том, чтобы сначала генерировать данные об энтальпии в сравнении с температурными для потоков, требующих охлаждения, а также нагрева. Затем разрабатывается отдельный составной график зависимости энтальпии от температуры, в котором представляются все горячие потоки (путем суммирования соответствующих энтальпий при заданной температуре). Аналогичный составной график также разработан, чтобы представить все холодные потоки, изображенные на той же энтальпийной диаграмме температуры, которая в настоящее время представляет общие требования к нагреву и охлаждению процесса. Кривая горячего композита может быть использована для нагрева кривой холодного композита технологическим потоком по обработке теплообмена потока (с использованием «обменного устройства») только вдоль оси энтальпии, где две кривые перекрываются. Любые выступы на обоих концах указывают на необходимость удовлетворения потребностей в горячем и холодном оборудовании, так что для верхней части кривой холодного композита требуется внешний источник тепла $Q_{H, \min}$ а для нижней части кривой горячего композита требуется внешнее охлаждение $Q_{C, \min}$. Две кривые ближе всего соприкасаются друг с другом в точке минимального температурного напора, и для выбранной минимальной температуры сближения $\Delta T_{\min}$ («цель зажима») соответствует область перекрытия, представляющая

максимально возможное количество технологического потока для потока теплообмена, и соответствующие $Q_{H, \min}$ и $Q_{C, \min}$ являются минимальными потребностями в горячих (например, паровой) и холодных (например, охлаждающей воды) энергоносителях и обеспечивают «энергетические цели». Для достижения этих энергетических целей интеграция тепла установки должна быть настроена таким образом, чтобы это тепло не передавалось через зону заземления. Кроме того, не должно быть наружного охлаждения над зоной заземления или наружного нагрева под ней. Обратите внимание, что $\Delta T_{\min}$ может быть увеличено или уменьшено путем смещения одной или обеих составных кривых параллельно оси энтальпии, поскольку составные кривые представляют изменения энтальпии, а не абсолютные значения. Когда $\Delta T_{\min}$ увеличивается, перекрытие уменьшается, увеличивая энергетические цели, но стоимость оборудования снижается, и правильный выбор $\Delta T_{\min}$ облегчается анализом компромиссного решения между эффективностью и стоимостью установки.

С точки зрения эффективности, весь объем полезности для подачи $Q_{H, \min}$ и весь объем полезности для отказа от $Q_{C, \min}$ не обязательно должны быть при самой высокой и самой низкой температурах, соответственно, как указано в составных кривых. Например, если тепло подается конденсирующимся паром, тогда вместо использования всего пара высокого давления, может быть заменен пар низкого давления для подачи части тепла. Этот тип оценки может быть сделан путем построения «большой составной кривой» из двух, процедура для которых описана в Linnhoff (1993). Пинч-технология в дополнение к настройке сети теплообменников также применяется для определения возможностей тепловых насосов и тепловых двигателей для повышения общей эффективности системы на технологических установках.

При выполнении тепловой интеграции, то есть при выборе совместимых жидкостей для теплообмена друг с другом должны быть приняты во внимание правила безопасности. Теплообменники могут вызывать утечку или разрыв трубки, и в этом случае жидкость на одной стороне трубки будет контактировать с жидкостью на другой стороне, что может привести к пожару или даже взрыву, в зависимости от типа жидкости и условий их эксплуатации. Очень простое применение составных кривых для развития схемы тепловой интеграции для экзотермического реактора представлено далее в Примере 7.2, который показывает суть этой методологии. Экзотермические реакторы могут быть найдены в синтезе CH_3OH , CH_4 , жидкостей Фишера-Тропша, NH_3 и сдвиге синтез-газа для корректировки отношения H_2 к CO .

Пример 7.2. Подачу в экзотермический реактор (поток 1) необходимо нагреть с 40°C до температуры, достаточно высокой для начала реакции, причем эта температура зависит от катализатора и процесса синтеза, и в этом примере требуемая температура составляет 200°C (поток 2). Выходящий из реактора поток имеет температуру 220°C (поток 3) и должен быть охлажден до 50°C , прежде чем будет отделен синтезированный продукт. Один из вариантов заключается в том, чтобы просто использовать пар (вспомогательный поток) для предварительного нагрева исходного газа реактора и затем генерировать пар против выходящего потока реактора до промежуточной температуры (поток 4) в зависимости от давления, генерируемого пара, за которым следует охлаждающая вода для охлаждения сточных вод до конечной температуры 50°C (поток 5), как показано на рис. 7.3.

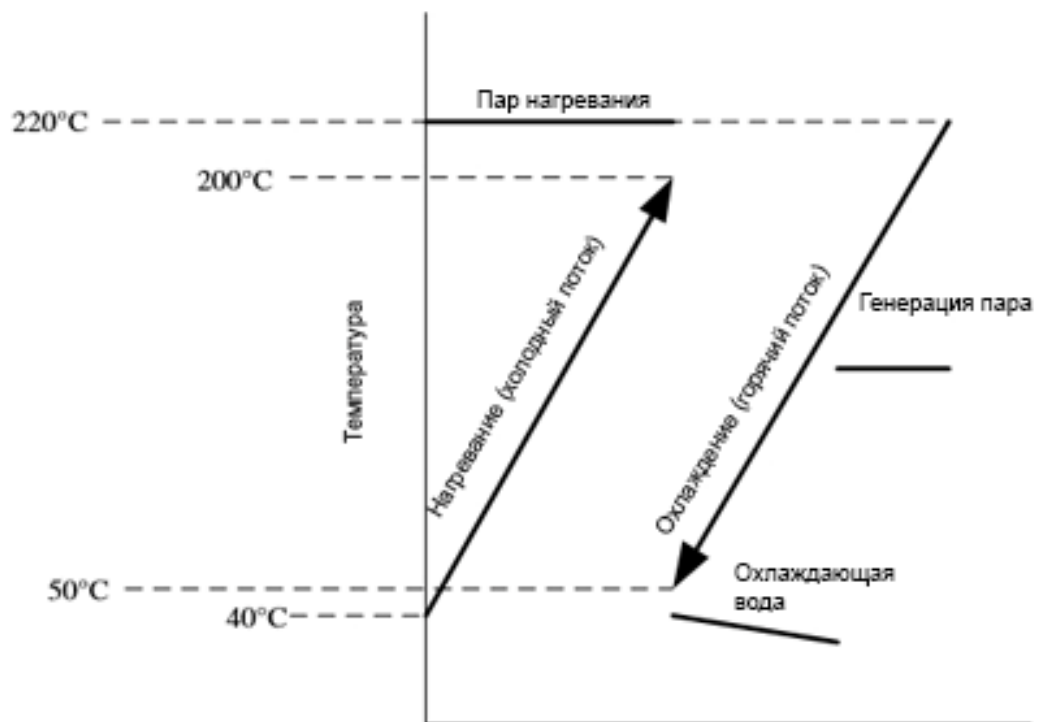
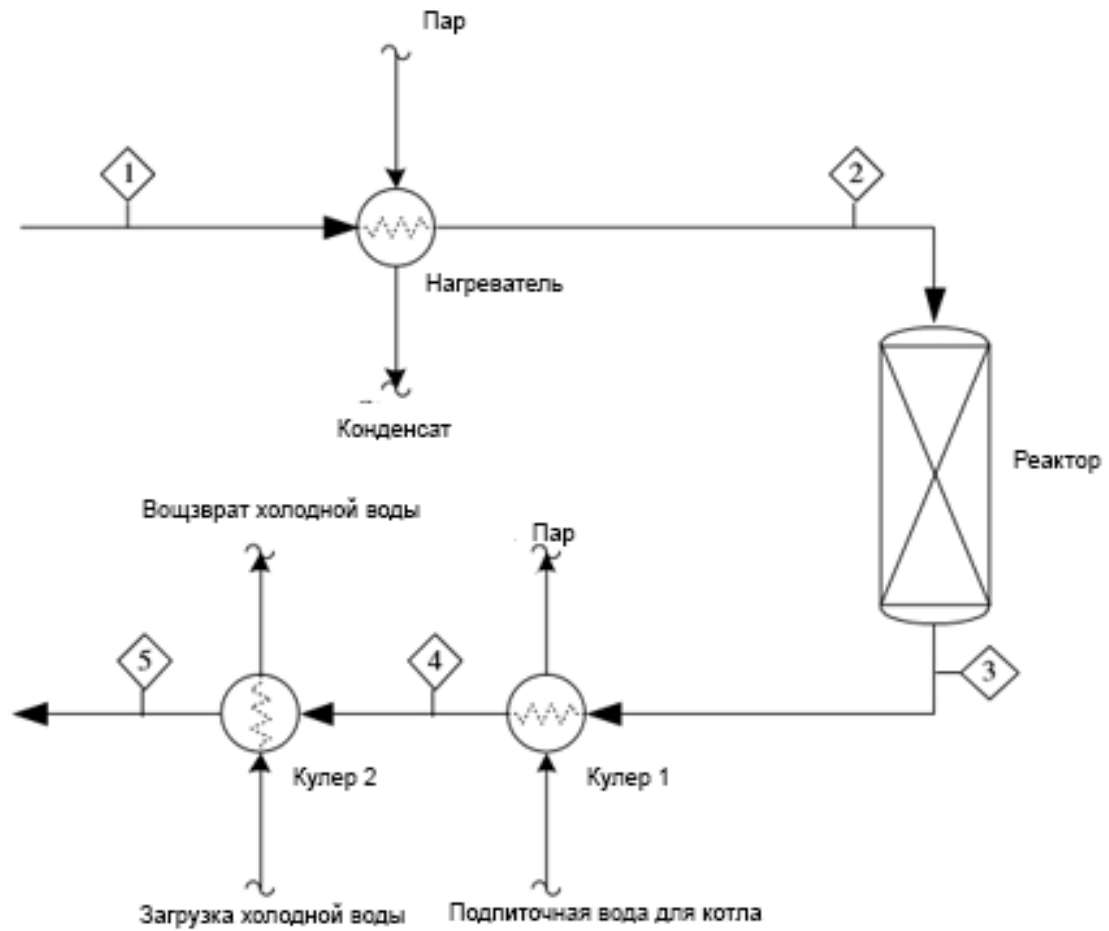


РИСУНОК 7.3 Конфигурация с высоким использованием коммунального потока

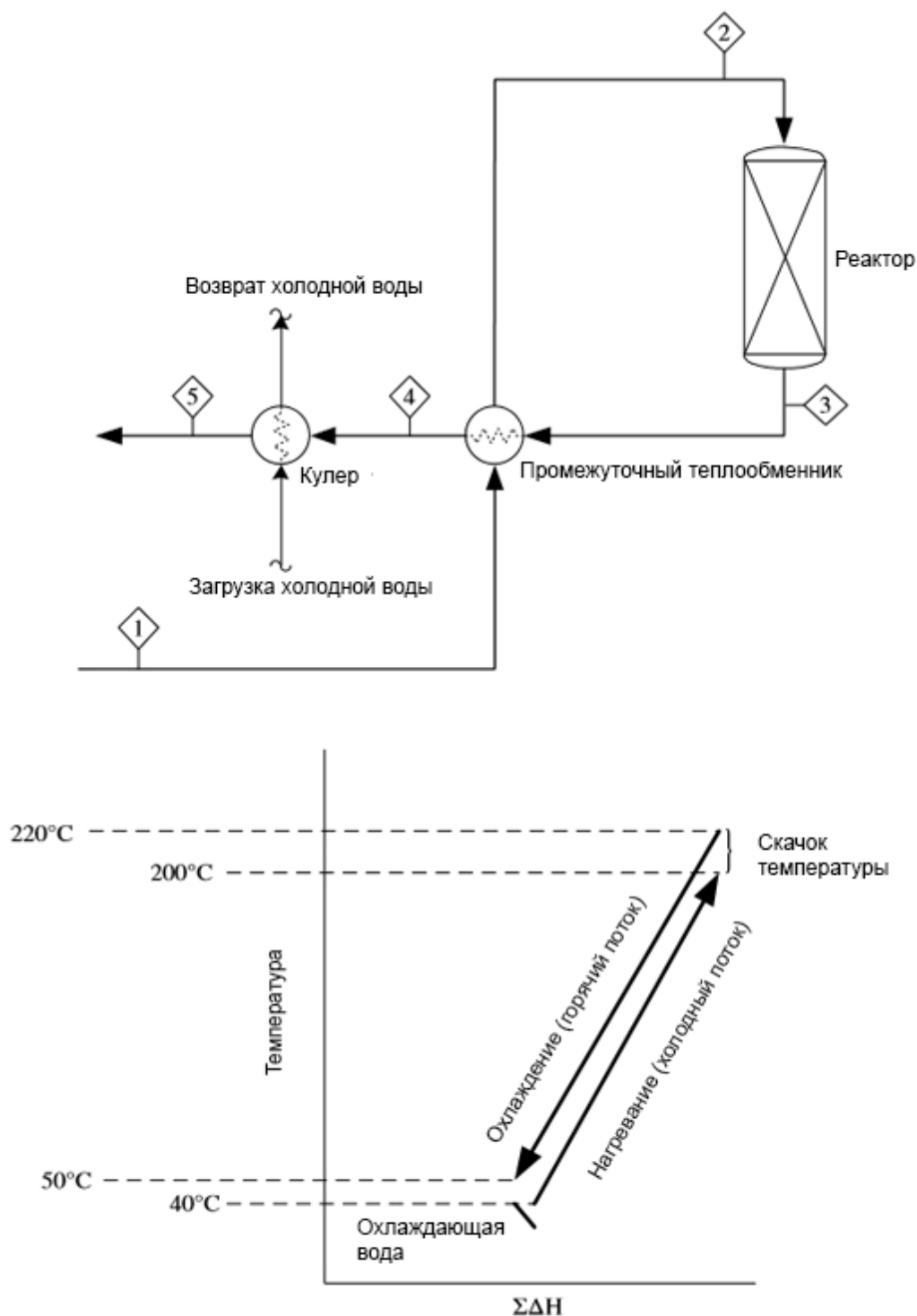


РИСУНОК 7.4 Конфигурация с минимальным использованием коммунального потока

Кривые горячего и холодного потоков, соответствующих этой конфигурации, также показаны на рис. 7.3. Обратите внимание, что в этом простом примере один поток представляет собой горячую кривую, и один - холодную кривую, и, таким образом, эти кривые не называются «составными». Используя данные этих кривых разработайте схему тепловой интеграции, чтобы минимизировать использование коммунальных потоков.

На рис. 7.4 показана конфигурация, возникающая в результате перемещения холодной кривой вправо до получения минимальной температуры 20°C (температура сжатия) между горячей и холодной кривыми²⁸. Эта конфигурация теперь имеет технологический поток для обработки потокового теплообменника или промежуточного теплообменника (теплообменник подачи / сброса), в то время как единственным используемым вспомогательным потоком является небольшое количество охлаждающей воды для охлаждения потока 4 до конечной температуры 50°C, что приводит к потоку 5.

Когда процесс включает в себя один горячий и один холодный поток, как в приведенном выше примере, можно легко разработать оптимальную схему рекуперации тепла интуитивно, но в случае сложных энергетических установок, таких как IGCC или установок совместного производства, где число потоков довольно велико, применение пинч-технологии может оказаться весьма полезным.

Если устройство спроектировано с обменником подачи/ сброса, должен быть предусмотрен альтернативный источник тепла для предварительного нагрева подаваемого газа во время запуска, например, с помощью теплообменника с электрическим или паровым обогревом. Размер этого нагревателя не обязательно должен соответствовать полной расчетной скорости потока синтез-газа, поскольку установка может быть запущена при более низкой скорости потока, скажем, 25% от расчетной скорости потока, но его стоимость должна учитываться при изучении различных вариантов для тепловой интеграции.

7.4 Схемы технологического потока

Схема технологического потока (СТП), также иногда называемая блок-схемой системы, может быть затем разработана с использованием конфигурации системы, разработанной на предыдущих этапах. СТП – это упрощенное графическое описание базовой схемы технологического процесса, показывающее только оборудование, трубопроводы и ключевые инструменты, необходимые для ясности процесса. Символы для обозначения каждого типа оборудования и отводной линии (а также клапана и прибора, если они включены в СТП) устанавливаются и документируются заранее. СТП дает важную информацию о типах оборудования и о том, как они физически связаны, а также о коммунальных объектах, используемых в процессе, основных инструментах, расположенных в каждой области установки, схема показывает базовую стратегию общей управляемости технологической схемы. Кроме того, СТП предоставляет информацию, необходимую для:

- Подготовка форм спецификации оборудования
- Информирование и активное участие в проектной деятельности других инженерных дисциплин.
- Разработка и проверка рабочих процедур (включая запуск) и подготовка руководства по эксплуатации.
- Разработка схем выбора материалов с указанием материалов конструкции для оборудования и трубопроводов.
- Проверка общей непрерывности и целостности процесса
- Разработка схем трубопроводов и контрольно-измерительных приборов для подробного анализа системы, когда требуется более точная оценка стоимости

²⁸ В этом случае заземление произошло на горячем конце, но в зависимости от относительных уклонов и форм двух кривых, заземление может произойти на холодном конце или где-то между горячим и холодным концами, когда кривая или кривые не являются прямыми линиями. Когда поток претерпевает изменение фазы (например, компонент пара подвергается конденсации при охлаждении потока или наоборот), кривая не будет прямой линией. Это также тот случай, когда существует большая разница в удельной теплоемкости

установки или, когда она фактически будет построена.

Ниже перечислены основные руководящие принципы для построения СТП:

- Следует использовать альбомную ориентацию страницы и, как правило, рассматривать ее слева направо.
- Следует избегать загромождения схемы, и вместо этого использовать несколько листов
- Оборудование должно быть изображено в приблизительном относительном размере (например, колонны выше, чем котлы, такие как те, которые используются для разделения пара и жидкости, теплообменники больше, чем насосы)
- Основные колонны и реакторы должны быть расположены близко к одному уровню
- Потоки должны быть изображены с минимальными изменениями направления
- Потоки должны отображаться как входящие через границы установки слева, а выходящие справа.
- Потоки, попадающие на следующий лист, должны отображаться справа, а потоки, возвращающиеся на предыдущий лист, слева.

Следующие пункты суммируют информацию СТП в зависимости от уровня детализации анализа системы:

- Все материальные потоки, входящие и выходящие из процесса, должны быть определены по источнику и месту назначения. При наличии двух или более одинаковых линий отображается только одна характерная линия вместе с примечанием, указывающим количество параллельных линий. Иногда пары, входящие или выходящие из границы установки этой линии, указывают количество линий, разветвляя потоки.
- Должны быть показаны нормальная рабочая температура и давление для технологических потоков, включая потоки, входящие и выходящие за пределы технологической границы установки. Новые условия отображаются, когда поток меняет температуру или давление. Когда задействованы каталитические реакторы, также должны быть показаны значения для начала цикла (SOR) и конца цикла (EOR), поскольку каталитическая активность изменяется со временем, что приводит к различным температурам, составу потока и иногда падению давления по сравнению с нормальной работой.
- Все технологические потоки (включая воздух, поступающий в воздушно-реактивный двигатель или реактор, воду, используемую для гашения или реакции и т.д.), должны быть названы (название может появиться в рамке в начале строки, показывающей источник или на конец строки, показывающий пункт назначения) и пронумерованы в таблице, показывающей данные потока, такие как состав, массовые и молярные скорости потока, фаза (твердое вещество, жидкость или пар), молекулярный вес или плотность на самом СТП или вместо этого на отдельном листе. Данные потока для SOR, EOR и любых других рабочих положений также должны быть показаны в виде таблицы.
- Данные для следующих потоков энергопредприятий должны включать:
 - Охлаждающая вода
 - Температура на входе и выходе
 - Интенсивность подачи (обычно объемная)
 - Пар и конденсат
 - Давление на входе и выходе
 - Температура, если конденсат или перегретый пар определены как насыщенный

пар

- Массовый расход.
- Каждое оборудование должно быть промаркировано. Номер определяет (i) номер единицы, к которой принадлежит оборудование, (ii) номер линии, (iii) тип оборудования с использованием одно- или двухбуквенного идентификатора и (iv) номер оборудования в этой определенной категории. Если имеется несколько оборудований по причине установки резервного оборудования на линии, добавляется конечная буква, например, А или В: маркировка 20-2-Р-3А или (20-2-PU-3А) указывает на то, что оборудование является насосом (обозначается буквой Р или PU) и находится во второй линии блока 20.
- Данные для следующего оборудования должны включать:
 - Сосуды
 - Схема всех важных внутренних элементов, таких как катализатор, упаковка, демистеры
 - Рабочее давление и температура
 - Для колонн, пронумерованных верхних и нижних лотков и соединенных с технологическими линиями и/или инструментами
 - В верхней части СТП над каждым сосудом:
 - Маркировка оборудования (также указана на сосуде)
 - Описание сосуда
 - Внутренний диаметр и длина от касательной до касательной линии
 - Нагреватели пламени
 - Тип топлива
 - Схема трубопроводов только за один проход
 - В верхней части СТП над каждым нагревателем:
 - Маркировка оборудования
 - Описательное название
 - Поглощенная тепловая нагрузка
 - Теплообменники с воздушным охлаждением
 - Боковой поток в трубе, обозначенный пунктирной линией
 - Маркировка оборудования при обозначении нескольких оболочек буквенным суффиксом (А, В, С и т.д.).
 - Полученная тепловая нагрузка.
 - Насосы (под каждым насосом):
 - Маркировка оборудования
 - Нормальный рабочий объемный расход
 - Компрессоры
 - Каждая ступень многоступенчатого компрессора показана повторением символа компрессора
 - Маркировка оборудования указана под каждым компрессором.

Как правило, в СТП не указаны классификации труб, номера трубопроводов, фланцы, второстепенные байпасные линии, контрольно-измерительные приборы, такие как датчики и конечные элементы, изолирующие и запорные клапаны, вентиляционные отверстия и стоки, а также предохранительные клапаны.

На рис. 7.5 показана СТП для подсистемы выработки электроэнергии установки с комбинированным циклом, состоящей из газовой турбины и парового цикла, но с пробелами в данных об оборудовании, которые обычно включены в такие графики. Таблица данных потока сопровождает диаграмму, и, следовательно, основные потоки помечаются

(нумеруются) для перекрестной ссылки на таблицу. Каждой диаграмме фактически присваивается номер чертежа, и потоки, исходящие из другой единицы или покидающие эту единицу комбинированного цикла при вводе другой единицы в установку, определяются номером чертежа.

7.5 Динамическое моделирование и технологический контроль

7.5.1 Динамическое моделирование

Многие из операций на энергетической установке являются динамическими, такими как запуск и выключение блока, в ответ на изменения потребности в силовой нагрузке, переключение с одного топлива на другое или внезапный отказ компонента системы, такого как газовая или паровая турбины. Последствия перехода из одного режима работы в другой могут быть непредвиденными и иногда небезопасными. Помимо безопасности, экологические и экономические факторы подчеркивают важность понимания работы установки. Кроме того, тестирование схем управления, разработка рабочих процедур и обучение операторов станции перед фактической эксплуатацией реальной (физической) установки для бесперебойной и безопасной работы может быть осуществлено с использованием динамического компьютерного моделирования установки или ее части, обеспечивающего экономически эффективное решение этих задач. Моделирование устойчивого состояния, разработанное, например, на Aspen Plus или Pro/II, может быть преобразовано в динамическое моделирование с использованием соответствующего программного обеспечения, такого как Aspen Plus Dynamic и Dynsim, соответственно, для разработки динамического моделирования.

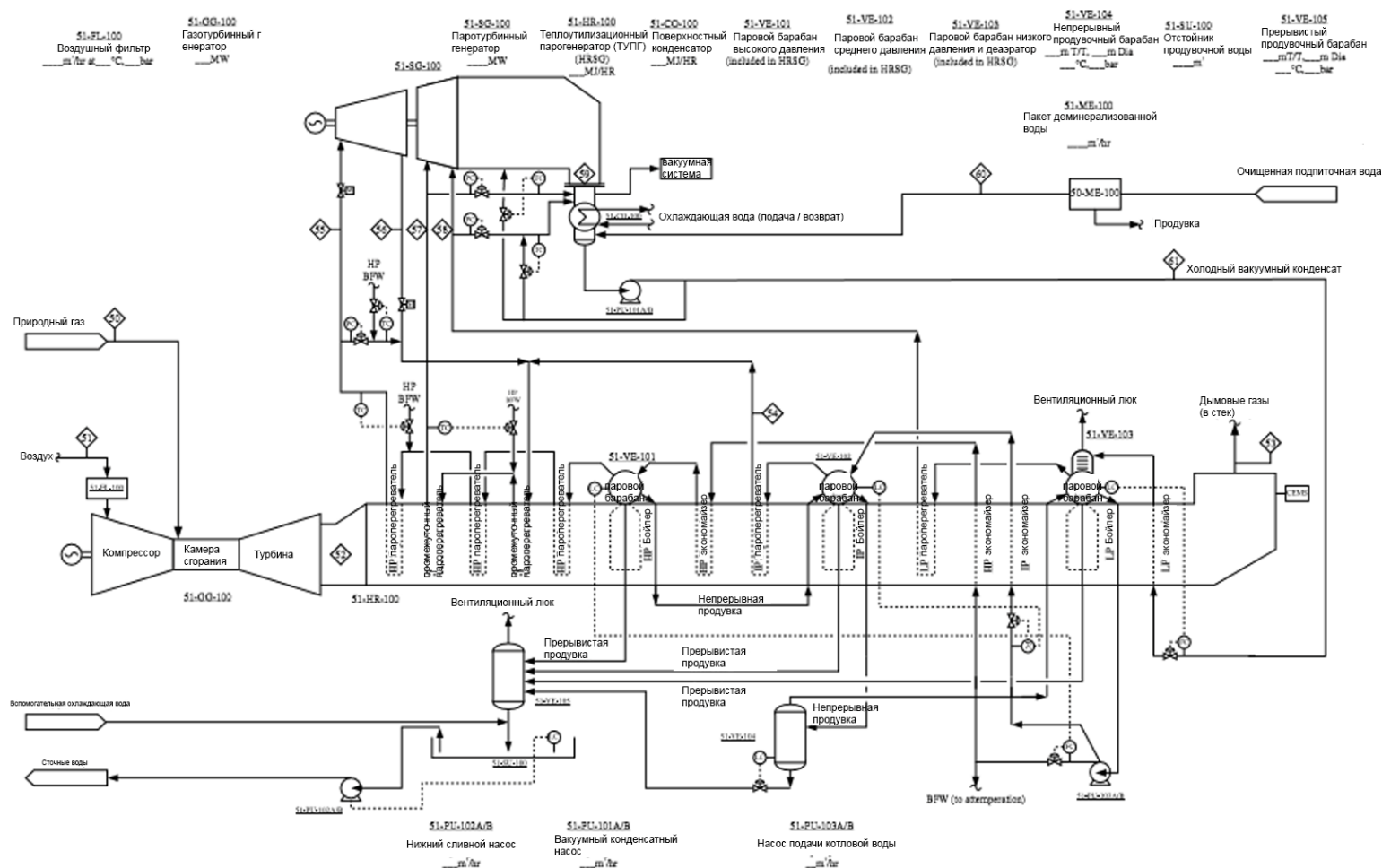


РИСУНОК 7.5 СТП для подсистемы выработки электроэнергии установки с комбинированным циклом

Основное отличие между стационарным и динамическим моделированием состоит в том, что в случае стационарного моделирования многие из операций и процессов, происходящих внутри установки, моделируются на термодинамической основе, то есть при условии равновесия или определенного подхода к равновесию, а в случае динамического моделирования требуются модели, основанные на скорости, включая определение геометрии оборудования и трубопроводов, массы металла, требуемые задержки, характеристики клапана и схемы управления процессом. Таким образом, динамическое моделирование требует значительно большего определения установки для точного захвата ее нестационарного состояния, чем стационарное моделирование. Тем не менее, стационарное моделирование используется для определения «геометрии» компонентов в системе. Следующий простой пример дает суть динамического моделирования.

Рассмотрим сосуд с хорошо перемешивающим механизмом, как показано на Рис. 7.6, оборудованный оплеткой для конденсации пара при температуре T_s . Жидкий поток с постоянной теплоемкостью C_p , при температуре $T_{вх.}$, протекающий со скоростью $\dot{m}$ вх. нагревается конденсирующимся паром до температуры $T_{вых.}$, пока расход нагретой жидкости, выходящей из сосуда $\dot{m}$ не завершится. Предполагается, что сосуд находится при однородной температуре из-за перемешивания.

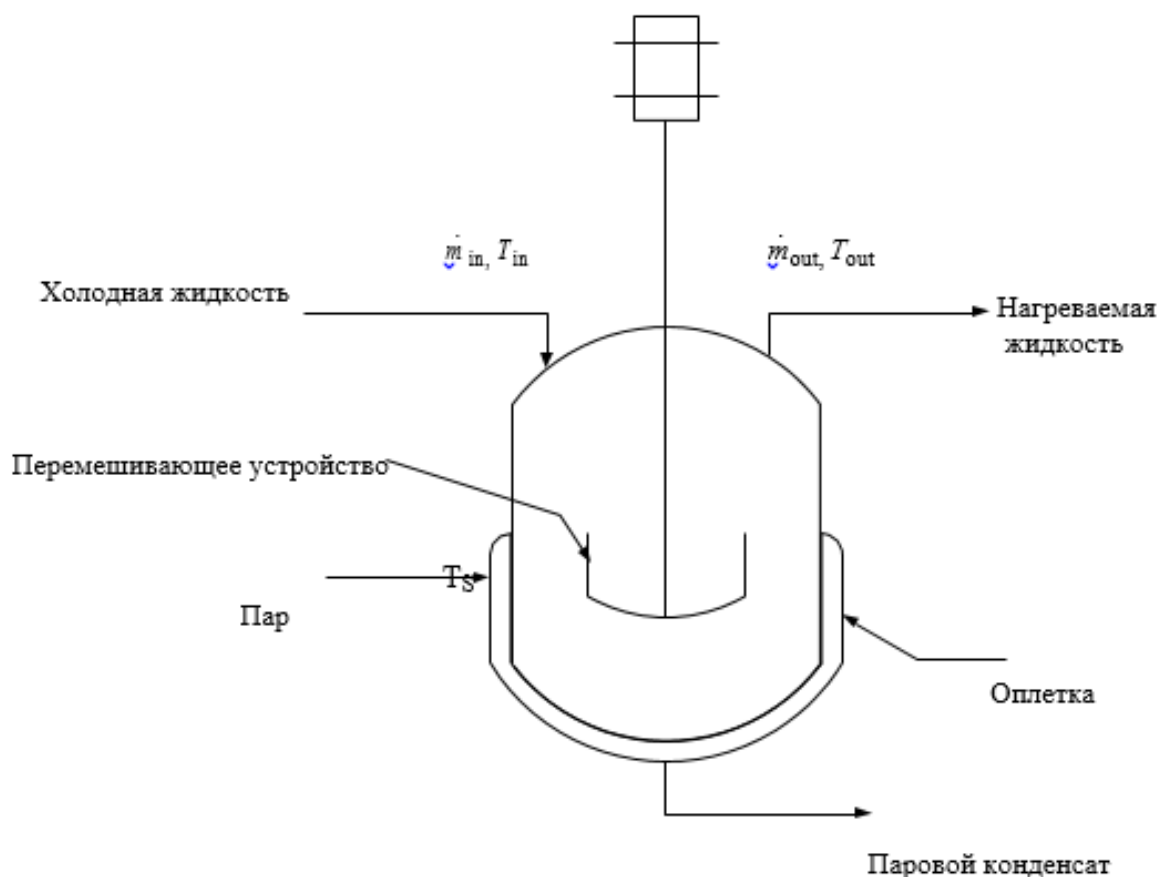


РИСУНОК 7.6 Сосуд с паровой оплеткой и перемешивающим устройством

Баланс массы вокруг системы, где m – это масса жидкости, содержащейся в сосуде, в любой момент времени t , может быть записан как:

$$\dot{m}_{вх.} - \dot{m}_{вых.} = \frac{dm}{dt} \quad (7.1)$$

Если система находится в устойчивом состоянии по отношению к массовому расходу жидкости, то срок накопления $dm/dt = 0$, и $m_{вх.} = m_{вых.}$. Далее, энергетический баланс вокруг системы для этого особого случая хорошо перемешиваемого сосуда, в котором температура жидкости, содержащейся внутри сосуда в любой момент времени t , равна постоянной температуре и равна температуре на выходе $T_{вых.}$, может быть записан как:

$$\dot{m}_{вх.} C_p (T_{вх.} - T_{вых.}) + \mu_0 A_0 (T_s - T_{вых.}) = m C_p \frac{dT_{вых.}}{dt} \quad (7.2)$$

где U_0 - общий коэффициент теплопередачи, расчетное значение (Чилтон и соавт., 1944; Kern, 1950), основанное на площади поверхности оплетки A_0 . Количество пара, сконденсированного внутри оплетки, будет варьироваться в зависимости от количества передаваемого тепла, то есть будет изменяться при изменении $T_{вых.}$ для постоянных U_0 и T_s . Площадь A_0 в оболочке как часть определения «геометрии» этого компонента может быть определена из уравнения 7.3²⁹, установившийся энергетический баланс, полученный из уравнения 7.2 с $dT_{вых.}/dt = 0$ и $T_{вх.} = T_{вых.}$, R, установившееся значение:

$$\dot{m}_{вх.} C_p (T_{вх.} - T_{вых.}) + \mu_0 A_0 (T_s - T_{вых.}) = 0 \quad (7.3)$$

Предположим, что происходит постепенное изменение температуры жидкости на входе в температуру $T_{вх.,f}$. Динамическое моделирование теперь позволяет нам прогнозировать, как температура $T_{вых.}$ на выходе изменяется со временем t , решая приведенное ниже уравнение 7.4, полученное из уравнения 7.2, с заменой $T_{вх.}$ на $T_{вх.,f}$ (поскольку $T_{вх.} = T_{вх.,f}$ для $t > 0$) и заменой m на известные переменные, плотность жидкости ρ (предполагаемой независимо от температуры) и объем сосуда, занятого жидкостью V (который, как предполагается, остается постоянным в этом случае).

$$\dot{m}_{вх.} C_p (T_{вх.} - T_{вых.}) + \mu_0 A_0 (T_s - T_{вых.}) = \rho V C_p \frac{dT_{вых.}}{dt} \quad (7.4)$$

Если все другие переменные в вышеприведенном уравнении, будут постоянными (за исключением, конечно, для $T_{вых.}$ и t), то решение этого уравнения ниже показывает, что и $T_{вых.}$ не претерпевает ступенчатое изменение, а наоборот экспоненциальное изменение с t .

$$T_{вых.} = T_{вых.,R} + \frac{(\mu_0 A_0 / \dot{m}_{вх.} C_p) T_s + T_{вх.,f}}{1 + (\mu_0 A_0 / \dot{m}_{вх.} C_p)} (1 - e^{-t/T})$$

Где $T = \rho \frac{V}{\dot{m}_{вх.}}$, постоянная времени и является мерой того, как быстро система реагирует на изменения, и быстрее, когда объем сосуда (емкость) ниже или, когда массовый расход жидкости выше. Динамическое моделирование реальной системы процессов,

²⁹ Обратите внимание, что условия, используемые в этом уравнении, должны соответствовать min значению для T_{in} and max значению для T_{out} для того, чтобы обеспечить достаточную площадь поверхности теплопередачи A при этих экстремальных условиях, если температура потока, покидающего T_{out} сосуда поддерживалась на желаемом значении при любых условиях, включая эти крайности, в зависимости от выбранной проектной основы.

однако, усложняется задержками, вызванными емкостным сопротивлением системы трубопроводов, используемой аппаратурой и стратегией управления.

7.5.2 Автоматический технологический контроль

Регулирование температуры нагретой жидкости $T_{\text{вых.}}$ (переменная процесса или ПП в приведенном выше случае) путем сравнения ее с требуемым значением $T_{\text{вых.},R}$ (заданное значение) и изменением пара, подаваемого в оплетку (которая является управляемой переменной в вышеуказанном случае), представляет собой закрытую систему управления. Подача пара контролируется открытием или закрытием регулирующего клапана, который также меняет свое давление на выходе клапана и, следовательно, температуру конденсации T_S . Изменения в количестве передаваемого тепла затронуты, так как в дополнение к $T_{\text{вых.}}$, T_S также изменился, в то время как U_0 существенно не меняется. Обратите внимание, что в области, где давление насыщения пара составляет ~ 34 бар, адиабатическое снижение его давления, как в регулирующем клапане, вызывает перегрев пара, но тепло, передаваемое перегретым паром, довольно мало по сравнению с теплом, передаваемым конденсацией.

В управлении с обратной связью используются эмпирические подходы в форме алгоритмов, которые определяют взаимосвязь между отклонением (или «ошибкой») в ПП от его желаемого заданного режима и выходом контроллера для изменения управляемой переменной. Основной подход состоит в изменении выходного сигнала контроллера y на y_0 , его выходного сигнала при ошибке $e = T_{\text{вых.},R} - T_{\text{вых.}} = 0$ (также называемой смещением контроллера) пропорционально ошибке. Этот тип управления называется пропорциональным управлением, в то время как коэффициент пропорциональности называется пропорциональным усилением K_p , то есть $y = K_p e + y_0$. Эта функция дозирования контроллера активна в определенном диапазоне, называемом диапазоном пропорциональности, в пределах которого охватывается весь рабочий диапазон конечного элемента управления. Для данного изменения входа изменение выхода контроллера увеличивается при уменьшении зоны пропорциональности. Недостаток этого типа управления состоит в том, что y_0 соответствует определенному набору условий процесса (определенная скорость потока нагреваемой жидкости в приведенном выше примере), и когда эта скорость потока изменяется, ошибка не может стать равной нулю, а переменная процесса смещается от его заданной величины, что известно, как «понижение». Проблема еще больше усугубляется, когда есть постоянная неисправность (температура жидкости на входе в вышеуказанном случае). Этот метод управления затем приводит к тому, что как переменная процесса, так и управляемые переменные постоянно колеблются в дополнение к смещению или спаду, возникающему в переменном процессе от заданной величины. Пропорциональное управление может быть улучшено путем добавления интегрального контроля, который обеспечивает корректирующее действие, основанное на суммировании мгновенных ошибок во времени. Эта накопленная ошибка умножается на постоянную, коэффициент передачи интегрального регулятора K_i и может добавляться к выходному сигналу, полученному только от пропорционального управления, что приводит к пропорционально-интегральному регулированию (ПИ), то есть $y = K_p e + K_i \int_0^t e \, dt + y_0$

Недостаток управления ПИ, однако, в зависимости от значений, выбранных для K_p и K_i

заключается в том, что переменная процесса может колебаться вокруг заданного значения либо с постоянной амплитудой, либо с величиной, которая может расти вместо снижения, что приводит к неустойчивости. Добавление регулирования по скорости, обеспечивающее выход путем умножения производной по времени ошибки на константу,

усиление d производной может ускорить процесс и его стабильность, что приводит к пропорционально-интегрально-дифференциальному регулированию (ПИД), то есть $y = K_p e + K_i \int_0^t e dt + K_d (de/dt) + y_0$. Достижение оптимальных значений для трех коэффициентов K_p , K_i и K_d , особенно в отношении достижения стабильной системы управления, называется настройкой. Вместо того, чтобы привлекать экспертов для настройки этих параметров (основываясь на их знаниях и опыте), разрабатываются алгоритмы, в которых используются такие подходы, как нейронные сети, нечеткая логика и генетические алгоритмы (Siddique, 2013).

В случаях, когда часто происходит нарушение нагрузки (в указанном выше случае температура на входе жидкого $T_{вх.}$), управление с обратной связью может быть улучшено путем добавления управления с прямой связью. В чистом управлении с прямой связью сама неисправность измеряется и используется для прогнозирования воздействия на переменную процесса или ПП, которую необходимо контролировать (в данном случае $T_{вых.}$), а затем вычисляет требуемый выходной сигнал контроллера для изменения управляемой переменной (расход пара, подаваемого на оплетку в вышеуказанном случае).

Каскадное управление использует два или более контроллера, в которых выход одного контроллера обеспечивает вход для другого при определении его заданного значения. Например, если необходимо контролировать уровень в сосуде, контроллер уровня (в качестве основного контроллера) может быть использован для подачи ввода в контроллер потока (в качестве вторичного контроллера), который измеряет скорость потока и сравнивает его с заданным значением, данным первичным контроллером, для регулировки клапана управления на выходе из сосуда. Дополнительная сложность каскадного управления может быть оправдана, когда динамика внутреннего контура (со вторичным контроллером) быстрая (как минимум, в три раза быстрее) по сравнению с динамикой внешнего контура (с первичным контроллером). Каскадное управление также применяется, когда регулирующий клапан имеет нелинейную характеристику потока (то есть соотношение между расходом и положением штока клапана нелинейно) или полезно, когда клапан может быть липким (который имеет тенденцию колебаться между прилипанием и проскальзыванием).

7.6 Оценка затрат и экономические составляющие

7.6.1 Общая стоимость установки

Общая стоимость установки – это стоимость, необходимая для проектирования, закупки всего физического оборудования, такого как трубопроводы, инструменты, электропроводка, конструкционная сталь, бетон, а затем строительство. Общая оценка стоимости установки для анализа системы, как правило, определяется либо с учетом фактора мощности, либо с помощью методов моделирования оборудования, либо иногда с помощью предложений поставщика для подсистем. Общая стоимость установки подразделяется на прямые затраты на материалы непосредственной поставки, прямые затраты на оплату труда, расходы на субподрядчиков, косвенные затраты, внутрифирменные конторские расходы и прочие расходы, такие как на риск подрядчика и сборы за прибыль. Эти различные расходы описаны ниже.

7.6.1.1 Прямые затраты на материалы непосредственной поставки – это затраты на все материалы, использованные при строительстве постоянных физических установок, они включают в себя следующие элементы наряду с доставкой на рабочую площадку:

- Оборудование — все новые машины и оборудование, установленные на заводе на постоянной основе, которые включают в себя следующее оборудование: резервуары, емкости, тепловые двигатели, компрессоры, теплообменники/ТУПГ, нагреватели с подогревом, насосы, оборудование для обработки материалов и вспомогательное оборудование, такое как фильтры.
- Материалы — сыпучие материалы, используемые при строительстве постоянного завода, такие как цемент, заполнитель, песок, сталь, строительные материалы, трубопроводы и фитинги, клапаны, проволока и водопровод, инструменты, изоляционный материал и краска.

7.6.1.2 Прямые затраты на оплату труда — как правило, получают путем умножения оценок рабочего времени на площадке на эффективную «ставку заработной платы». Эта ставка заработной платы представляет собой среднюю ставку заработной платы для соответствующего набора строительных работ и включает оклады или заработную плату, дополнительные сверхурочные, отчисления из фонда оплаты труда, и оплата за проезд/проживание. Прочие затраты, включенные в эту эффективную ставку заработной платы, относятся к строительному оборудованию, мелким инструментам и расходным материалам, временным строительным объектам, строительным услугам, полевому (бригадирскому) надзору, а также накладным расходам и прибыли инженерной фирмы.

7.6.1.3 Расходы на субподрядчиков — эти затраты включают затраты на поставку и монтаж, оборудование и материалы, предоставляемые местными субподрядчиками, такие как здания, изготовленные на месте резервуары и емкости, градирни, системы хранения и обработки твердых веществ, а также системы очистки воды. Эти затраты также включают весь труд по установке, косвенные затраты, а также накладные расходы и прибыль субподрядчиков. Единовременные расходы «под ключ» также включены, если одна фирма предоставляет все инженерные, материальные и строительные услуги, необходимые для строительства определенной территории завода.

7.6.1.4 Косвенные затраты — эти расходы включают в себя управление строительством, которые представляют собой общую стоимость персонала, осуществляющего надзор за строительством, предоставляемого головным подрядчиком. Включены заработная плата, суточные, косвенные затраты, льготы, накладные расходы и международные расходы. Затраты на прочие связанные с этим расходы головного подрядчика, такие как временные офисы на площадке, а также все другие необходимые офисные услуги и принадлежности. Включены расходы на специализированное тяжелое оборудование и краны для перемещения тяжелой техники и оборудования.

7.6.1.5 Внутрифирменные офисные расходы — Эти затраты включают затраты на проектирование и закупки; офисные расходы, например, за компьютерные услуги; воспроизведение; связь и поездки; льготы, накладные расходы.

7.6.1.6 Прочие расходы В дополнение к вышеупомянутым затратам, гонорар подрядчика, затраты на устранение затруднений, над- или подземных, удаление загрязненной почвы или токсичных материалов или восстановление участка, уплотнение / обезвоживание почвы, разрешение на строительство, землепользование, разрешение на охрану окружающей среды, налоги на имущество во время строительства, разработка проектов, затраты на юридических и финансовых консультантов, офисное и лабораторное оборудование, а также мобильное операционное оборудование.

Согласно Таблице 7.3, Международная Ассоциация Развития Стоимостного Инжиниринга (МАРСИ) выделяет пять классов сметных расходов, обозначенных как класс 1, 2, 3, 4 и 5 (Dysert, 2001). Оценка класса 1 связана с самым высоким уровнем определения или зрелости проекта, в то время как оценка класса 5 связана с самым низким уровнем. Характеристики, используемые для отличия одного класса оценок от другого, включают степень проработки проекта, конечное использование оценки, методологию и точность оценки, и работу по подготовке оценки.

7.6.1.7 Оценка с учетом мощности – этот тип оценки (оценка класса 5) разрабатывается на этапах технико-экономического обоснования для выбора между альтернативными проектами или размерами установки. Этот метод ранней проверки может быть использован для оценки стоимости всей системы, подсистемы или отдельных элементов оборудования. Оценки, основанные на мощности, основаны на умножении стоимости системы, подсистемы или оборудования, для которых затраты известны из предыдущей работы, на отношение мощности нового блока к мощности известного блока. Коэффициенты мощности регулируются показателем степени, выбранным на основе типа устройства. Например, если известна стоимость Стоимость_1 единицы с мощностью Мощность_1 (характеризуемой скоростью основного потока, или произведенной мощностью, или объемом, или скоростью теплопередачи в зависимости от типа единицы), то стоимость Стоимость_2 аналогичной, но большей или меньшей единицы с мощностью Мощность_2 оценивается по уравнению 7.5:

$$\frac{\text{Стоимость}_1}{\text{Стоимость}_2} = \left(\frac{\text{Мощность}_1}{\text{Мощность}_2} \right)^n \quad (7.5)$$

Показатель n определяется путем корреляции стоимости с данными о мощности и обычно составляет от 0,6 до 0,85, но для некоторых типов единиц эти значения будут от 0,37 до 1,2 и выше (Peters and Timmerhaus, 1968). Этот метод теряет значительную точность, когда отношение двух мощностей меньше 0,5 или больше 2. Любые затраты, которые не относятся к новой единице, должны вычитаться из известной расчетной стоимости единицы. Точно так же следует добавить дополнительные затраты, которые требуются для новой единицы, но не были включены в известные расчетные затраты на единицу. Затем затраты могут быть скорректированы с учетом различий в местоположении путем умножения на коэффициент, учитывающий такие различия, как эффективность труда или стоимость доставки, рыночные условия и сроки, путем применения коэффициента пересчета, полученного из опубликованных индексов затрат, таких как индекс строительства Engineering News-Record или индекс стоимости завода химического машиностроения. Индекс стоимости показывает стоимость в данный момент времени относительно определенного базового времени.

7.6.1.8 Параметрическая оценка затрат Модель параметрических затрат (также может использоваться в оценках класса 5) полезна при подготовке ранних концептуальных оценок, когда имеются ограниченные технические данные, чтобы обеспечить основу для использования более подробных методов оценки. Это эмпирическое соотношение затрат, включающее

ТАБЛИЦА 7.3 Типы оценки стоимости

Класс	Определение	Цель оценки			Работа по

оценки	проекта (% от полного определения)		Метод оценки	Диапазон точности	подготовке (индекс относительно стоимости проекта)
5	0–2	Проверка	Учет мощности, параметрические модели	низкий = –20 до –50%; высокий = 30 до 100%	1
4	1–15	Обоснование	Учет оборудования, параметрические модели	низкий = –15 до –30%; высокий = 20 до 50%	2 до 4
3	10–40	Утверждение бюджета или контроль затрат	Примерная оценка стоимости единицы с оценочными позициями	низкий = –10 до –20%; высокий = 10 до 30%	3 до 10
2	30–70	Контроль предложения или тендера	Детальная оценка стоимости единицы с учетом предполагаемой выборки материала	низкий = –5 до –15%; высокий = 5 до 20%	4 до 20
1	50–100	Проверка сметы, ставки или тендера	Примерная оценка стоимости единицы с учетом детальной выборки материала	низкий = –3 до –10%; высокий = 3 до 15%	5 до 100

несколько независимых переменных, которые коррелируют с пропускной способностью системы и ее стоимостью, полученной с помощью регрессионного анализа. Ошибочные или отклоняющиеся точки данных удаляются, и проверяется наилучшее математическое соотношение, чтобы убедиться, что оно правильно объясняет данные, а также имеет физический смысл. Алгоритм может быть линейным отношением, например:

$$\text{Стоимость} = C_0 + C_1(\text{Мощность}_1) + C_2(\text{Мощность}_2) + \dots$$

Или нелинейным отношением, например:

$$\text{Стоимость} = C_0 + C_1(\text{Мощность}_1)^{n1} + C_2(\text{Мощность}_2)^{n2} + \dots$$

где Мощность₁ и Мощность₂ являются входными переменными (физическими и функциональными характеристиками), определяющими емкость единицы, в то время как константы C_0 , C_1 , и C_2 и показатели $n1$ и $n2$ получены из регрессионного анализа.

7.6.1.9 Оценки, основанные на оборудовании. Этот тип оценки (оценка класса 4) также разрабатывается на этапах технико-экономического обоснования, когда проектирование завершено приблизительно на 1–15%, но в отличие от предыдущего метода, он основан на определенной схеме процесса, что приводит к гораздо более высокой

точности. Он требует разработки технологических схем, а затем списков оборудования. Моделированные оценки оборудования для каждого технологического оборудования (например, теплового двигателя, топливного элемента, реактора, теплообменника, компрессора, насоса, колонны, сепаратора пара и жидкости) в подсистеме разрабатываются, основываясь на типе оборудования, размера, проектной температуры, давлении, металлургии. Эти «чистые» затраты на оборудование могут быть рассчитаны путем проектирования оборудования или поставки изготовителем, в этом случае должны быть предоставлены технические характеристики, или оценка с использованием метода, учитывающего пропускную мощность, с помощью уравнения 7.5. Корректировка стоимости должна быть сделана, если металлургия и условия эксплуатации отличаются.

Метод оценки, основанный на оборудовании, основан на соотношении между стоимостью или мощностью элемента оборудования и затратами на связанные элементы, не относящиеся к оборудованию, такие как трубопроводы и изоляция, контрольно-измерительные приборы и системы управления, электрические (например, электропроводка), строительные и структурные (например, фундаменты, конструкции оборудования), а также инженерные, закупочные и строительные материалы, необходимые при строительстве завода. С помощью этого метода компьютерные программы анализа системы, такие как Aspen Plus и Pro/II, могут генерировать затраты на установку. Поскольку материальные затраты на оборудование могут составлять 20–40% от общей стоимости проекта для технологических установок, крайне важно максимально точно оценить стоимость оборудования. Коэффициенты установки оборудования, возможно, должны быть скорректированы для определенного проекта или условий процесса. Например, если компоновка участка требует размещения оборудования гораздо ближе друг к другу, возможно, придется выполнить регулировки для более короткого трубопровода, проводки и кабеля. Адаптация к сейсмической зоне может также потребоваться для стоимости фундаментов и конструкционной стали. После разработки затрат на оборудование необходимо добавить затраты, которые не покрываются установкой оборудования. Затраты, такие как косвенные и внутрифирменные конторские расходы, также иногда учитываются путем применения факторов к затратам на оборудование с использованием данных, полученных из других аналогичных установок.

7.6.1.10 Детальная оценка затрат Подробные оценки, как правило, подготавливаются для поддержки окончательного утверждения бюджета, тендерных заявок подрядчиков, контроля затрат во время выполнения проекта и заказов на изменение, и могут быть достаточно точными (с класса 3 по класс 1). Однако требуется значительная детализация дизайна проекта. По крайней мере, (1) СТП и чертежи потоков коммунальных схем (коммунальные схемы потоков предоставляют информацию, аналогичную СТП для коммунальных систем, таких как охлаждение, технологическая, питьевая и пожарная вода, среда завода и контрольно-измерительных приборов, инертные газы, пар и вода в котле), (2) схемы трубопроводов и контрольно-измерительных приборов или идентификаторы СТиКИП (показывающие взаимосвязь технологического оборудования и элементов управления более подробно, чем СТП, включая такие элементы, как размеры труб и фитинги, запорные клапаны, предохранительные клапаны, контуры управления, условия проектирования оборудования и вспомогательное оборудование), (3) технические характеристики оборудования (которые определяют требования к его рабочим характеристикам, включая данные о потоке, а также требуемые физические и термодинамические свойства, проектные условия, емкость, материалы конструкции, методы и процедуры изготовления, требования к испытаниям и проверкам), (4) списки двигателей, (5) электрические схемы, (6) изометрия трубопровода (трехмерное представление трубопровода и фитингов, показанных на

предварительно напечатанном листе с линиями равносторонних треугольников, образующих 60°, с символами, модифицированными для адаптации к изометрической сетке), (7) чертежи оборудования и компоновки трубопроводов и (8) общий план участка. При разработке макета общего плана участка, технологические единицы должны быть расположены логически с точки зрения сетей трубопроводов, безопасности и учета для будущего расширения.

7.6.2 Экономический анализ

При разработке производственной экономики должны учитываться другие затраты в дополнение к затратам на установку, землю и сырье, как описано ниже, при получении кредита на любой побочный продукт.

7.6.2.1 Организационные затраты и затраты на запуск в производство

предназначены для покрытия предпроектных административных расходов и обучения операторов, проверки оборудования, изменений в оборудовании завода, незапланированного технического обслуживания, неэффективного использования сырья и других материалов при вводе в эксплуатацию завода. Обычно они принимаются как сумма 1 месяца фиксированных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, 2 месяцев затрат на расходные материалы, исключая затраты на топливо (рассчитанные на полную мощность), 1 месяца неэффективного использования топлива (25% избыточного топлива на полную мощность) и 2% общей стоимости установки для учета изменений, которые могут потребоваться.

7.6.2.2 Оборотный капитал обычно принимается как сумма 2 месячных затрат на расходные материалы, исключая затраты на топливо (рассчитанные на полную мощность), 2-ух месячных запасов топлива (в случае, если оно хранится на площадке, например, уголь или биомасса) при полной мощности, 3-ех месячных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, запас запчастей в размере 0,5% от общей стоимости установки и непредвиденные расходы в размере 25% от общей суммы вышеуказанных четырех позиций.

7.6.2.3. Расходы на эксплуатацию и обслуживание подразделяются на компоненты с фиксированной и переменной стоимостью.

Постоянные эксплуатационные расходы по существу не зависят от коэффициента мощности установки и состоят из эксплуатационного труда, затрат на техническое обслуживание и накладных расходов. Расчет эксплуатационных трудозатрат учитывает обслуживающий персонал в смену, необходимый для завода, включая отчисления из фонда оплаты труда. Постоянные затраты на техническое обслуживание, как правило, оцениваются в системных исследованиях как процент от стоимости установленной секции завода, поскольку она варьируется в зависимости от типа установки (около 2–5% от стоимости установленной секции завода). Ежегодные коэффициенты затрат на эксплуатацию на единицу продукции подразделяются на постоянные и переменные затраты (обычно 65 и 35% соответственно), а фиксированные затраты на эксплуатацию далее делятся на рабочую силу и материалы (обычно 40 и 60% соответственно). Накладные расходы – это оплата за административный и вспомогательный труд, который обычно составляет 30% от эксплуатационного и технического обслуживания.

Переменные эксплуатационные расходы могут меняться в зависимости от загрузки установки и включают приобретение сырой воды, затраты на ее обработку и перекачку, катализаторы, химикаты и другие расходные материалы, удаление отходов завода, а также различные трудозатраты на обслуживание и материалы (как правило, принимаются за 35% от общих затрат на обслуживание завода и делятся на рабочую силу и материалы, как

правило, на 40 и 60%, соответственно). Затраты на сырье также варьируются в зависимости от загрузки установки, но обычно указываются отдельно.

7.6.2.4. Стоимость продукции. При расчете электроэнергии в анализе системы часто используется выровненная стоимость для сравнения альтернативных конструкций и оценки их относительной экономической устойчивости. Выравниваемая стоимость электроэнергии определяется как постоянная цена за единицу электроэнергии (т.е. за кВт/ч), которая приводит к тому, что инвестиции просто становятся безубыточными, то есть получают дисконтированную стоимость, равную нулю. Она учитывает затраты на установку, расходы на финансирование, налоги, затраты на эксплуатацию и обслуживание, затраты на сырье, доход от продажи сопутствующих или побочных продуктов, ликвидационную стоимость, любые налоговые льготы и чистое количество электроэнергии, которую система генерирует в течение своего срока службы. Методология расчета уровневой стоимости электроэнергии описана в Руководстве, по технической оценке, опубликованном Исследовательским институтом электроэнергетики (Ramachandran, 1993).

В случаях, когда необходимо рассчитать ценность побочного продукта, одним из подходов будет разработка базового варианта на последовательной основе для производства электроэнергии без этого побочного продукта и установления нивелированной стоимости электроэнергии. Затем стоимость производства побочного продукта может быть определена (скажем, методом проб и ошибок) так, что итоговая приведенная стоимость электроэнергии для этого случая совместного производства будет такой же, как и в базовом.

7.6.2.5 Простой расчет периода окупаемости часто используется для помощи в развитии конфигурации системы. Он может использоваться при выборе типа оборудования или подсистемы из числа конкурирующих альтернатив или при принятии решения о том, включать ли определенную операцию или процесс в проект системы. Период окупаемости - это время, необходимое для возмещения первоначальных инвестиций, и в случае, если годовой доход на инвестиции является равномерным, он может быть рассчитан следующим образом

$$\text{Расчет периода окупаемости, } n_{\text{лет}} = \frac{\text{Начальная инвестиция}}{\text{Ежегодный доход от инвестиций}}$$

Если годовые доходы от инвестиций не одинаковы, то их совокупная сумма за тот период времени, который равен первоначальным инвестициям, является периодом окупаемости. Улучшение в расчете периода окупаемости будет заключаться в учете временной стоимости денег, и в этом случае он называется дисконтированным периодом окупаемости. Если инвестиция амортизируется, то учитывается годовая амортизация путем добавления ее в знаменатель вышеприведенного уравнения для периода окупаемости.

Чем меньше срок окупаемости, тем привлекательнее альтернатива. Период окупаемости также может быть использован, чтобы помочь решить, следует ли устанавливать дополнительное оборудование. При принятии решения о том, следует ли включать в проект системы определенную единичную операцию или процесс, требуется абсолютный срок окупаемости, который обычно составляет 3–5 лет для проектов в Соединенных Штатах с годовым доходом от инвестиций на основе предварительного налогообложения. Период окупаемости также может быть рассчитан на дифференциальной основе, как показано в примере 7.3.

Пример 7.3. Технологический поток должен охлаждаться от температуры 110–60°C. Вариант А состоит из использования теплообменника с водяным охлаждением, а вариант В

состоит из использования теплообменника с воздушным охлаждением. Установленная стоимость (включая как прямые, так и косвенные расходы) для обменника варианта А составляет 250 000 долларов США, а стоимости варианта В – 450 000 долларов США. Годовые затраты на поставку охлаждающей воды для варианта А составляют 100 000 долларов США в год, в то время как затраты на электроэнергию для работы воздушных вентиляторов для варианта составляют 15 000 долларов США в год. Используя расчет срока окупаемости, порекомендуйте, какой из двух вариантов следует выбрать.

Решение

Дополнительные начальные инвестиции для варианта В по сравнению с вариантом А
 $= \$450,000 - \$250,000 = \$200,000$.

Дополнительные начальные инвестиции для варианта В по сравнению с вариантом А
 $= \$100,000/\text{год} - \$20,000/\text{год} = \$80,000/\text{год}$.

$$n_{\text{год}} = \frac{\$200.000}{\$80.000/\text{год}} = 2.5 \text{ года}$$

Рассчитанный выше срок окупаемости всего в 2,5 года указывает на то, что вариант В использования теплообменника с воздушным охлаждением является предпочтительным.

7.7 Оценка жизненного цикла

Как говорилось в главе 1, анализ системы, который проводится исключительно на основе экономической устойчивости, то есть без присвоения денежного значения влиянию на окружающую среду, не является полным. Оценка жизненного цикла (ОЖЦ) дает количественную оценку того, сколько энергии и сырья требуется и сколько отходов образуется на каждом этапе жизненного цикла продукта, от добычи сырья при его производстве, распределения продукта, возможного повторного использования, переработки или возможной утилизации в случае материального продукта. Таким образом, это является основанием для серьезного анализа.

Граница исследуемой системы должна быть четко обозначена для определения различных потоков, входящих и выходящих из системы, и следует рассмотреть три этапа, состоящих из строительства, эксплуатации и демонтажа системы. Строительство включает в себя сборку оборудования, необходимого при строительстве завода, с учетом сырья, производственных процессов, транспортировки и работы на месте. Также требуются данные о физических компонентах завода, таких как вес, тип материалов, возможность переработки и процессы, связанные с производством каждого изделия. Работа системы должна включать доставку материалов на завод для эксплуатации и технического обслуживания. В случае окончательного демонтажа завода в конце срока его службы следует рассмотреть вопрос о транспортировке и переработке или утилизации материалов. Например, значительные части материалов, таких как сталь, чугун, медь и алюминий, могут быть переработаны, в то время как бетон и асфальт могут быть измельчены и повторно использованы в качестве низкокачественной свалки. Резина и сталь в железобетоне могут быть захоронены на свалках, а пластмасса может быть переработана или использована в качестве топлива. Коммерчески доступное программное обеспечение SimaPro включает в себя значительную базу данных, необходимую для проведения ОЖЦ.

Анализ скомпилированных данных иногда требует оценки в дополнение к научной интерпретации. Например, если один процесс производит больше SO_x , но меньше NO_x , чем другой, два типа загрязняющих веществ должны быть взвешены так, чтобы их можно было сравнить по принципу «яблоки с яблоками». Одним из возможных подходов является

объединение различных воздействий в категории; например, возможное воздействие на слой O_3 или на кислотные дожди. Таким образом, была бы полезна стандартизация метода для интерпретации собранных данных.

Литература

- Black J. Cost and performance baseline for fossil energy plants, volume 1: Bituminous coal and natural gas to electricity. U.S. Department of Energy Report; 2010. Report nr. DOE/NETL- 2010/1397. Morgantown, WV: U. S. DoE.
- Chilton TH, Drew TB, Jebens RH. Heat transfer coefficients in agitated vessels. *Ind Eng Chem* 1944;36(6):510-516.
- Dysert LR. Sharpen your cost estimating skills. *Chem Eng* 2001;108(11):70-81.
- Emun F, Gadalla M, Majozi T, Boer D. Integrated gasification combined cycle (IGCC) process simulation and optimization. *Comput Chem Eng* 2010;34(3):331-338.
- Franco A, Russo A. Combined cycle plant efficiency increase based on the optimization of the heat recovery steam generator operating parameters. *Int J Therm Sci* 2002;41(9):843-859.
- Gundersen T, Naess L. The synthesis of cost optimal heat exchanger networks: An industrial review of the state of the art. *Heat Recovery Syst CHP* 1990;10(4):301-328.
- Hutchins TE, Metghalchi M. Energy and exergy analyses of the pulse detonation engine. *J Eng Gas Turbines Power* 2003;125(4):1075-1080.
- Kern DQ. *Process Heat Transfer*. New York: McGraw-Hill; 1950.
- Linnhoff B. Pinch analysis: A state-of-the-art overview: Techno-economic analysis. *Chem Eng Res Des* 1993;71(5):503-522.
- Linnhoff B, Polley GT, Sahdev V. General process improvements through pinch technology. *Chem Eng Prog* 1988;84(6):51-58.
- Lombardi L. Life cycle assessment (LCA) and exergetic life cycle assessment (ELCA) of a semi-closed gas turbine cycle with CO_2 Chemical absorption. *Energy Convers Manag* 2001;42(1):101-114.
- Peters MS, Timmerhaus KD. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. 4th ed. New York: McGraw-Hill; 1968.
- Ramachandran G. EPRI TAG—Technical Assessment Guide (electric supply). Electric Power Research Institute Report; June 1993. Report nr. TR-102275, Volume 1, Revision 7. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.
- Siddique N. *Intelligent Control: A Hybrid Approach Based on Fuzzy Logic, Neural Networks and Genetic Algorithms (Studies in Computational Intelligence)*. Cham: Springer; 2013.
- Staine F, Favrat D. Energy integration of industrial processes based on the pinch analysis method extended to include exergy factors. *Appl Therm Eng* 1996;16(6):497-507.
- Tangirala VE, Rasheed A, Dean AJ. Performance of a pulse detonation combustor-based hybrid engine. GT2007-28056. Proceedings of the ASME IGTI Turbo-Expo Conference; May 2007; Montreal, Canada.

8

СИСТЕМЫ, РАБОТАЮЩИЕ ПО ЦИКЛУ РЕНКИНА

Цикл Ренкина, в котором пар используется в качестве рабочей жидкости, вырабатывает около 90% электроэнергии по всему миру. На сегодняшний день большинство таких электростанций работают на угле. Современные атомные электростанции также используют паровые циклы Ренкина; как и большинство геотермальных и солнечных тепловых электростанций. Цикл назван в честь профессора Уильяма Джона Маккуорна Ренкина из Университета Глазго. Большинство неосуществимых аспектов цикла Карно, которые были описаны в главе 2, могут быть преодолены с помощью цикла Ренкина. Например, трудно построить двигатель, использующий однофазную рабочую жидкость с изотермическим расширением (до стадии адиабатического расширения). Теплопередача, необходимая во время изотермического расширения, потребовала бы применения двигателя поршневого типа, принимая во внимание современные технологии, при этом потери на трение в таких машинах довольно высоки и ограничивают полезную работу. Тем не менее, основной цикл Ренкина наиболее приближен к циклу Карно в отношении ступеней изотермического подвода и отвода тепла. Это стало возможным благодаря использованию подходящего однокомпонентного пара в качестве рабочей жидкости, который меняет фазу в указанных стадиях, испаряясь на стадии подвода и конденсируясь на стадии отвода тепла. Температуры рабочей жидкости для этапов добавления и отвода тепла задаются температурами источника и поглотителя, при этом используются разумная разность температур между источником или поглотителем и рабочей средой, чтобы поддерживать разумный размер теплопередающего оборудования. Правильность выбора данной рабочей жидкости зависит от того, являются ли соответствующее давление испарения и конденсации разумными. Другими факторами, которые следует учитывать при выборе рабочей жидкости, являются скрытая теплота испарения и конденсации, которые определяют количество жидкости, циркулирующей в цикле, а также факторы, основанные на соображениях безопасности, таких как воспламеняемость и токсичность. Безусловно, пар был рабочей жидкостью, выбранной по циклу Ренкина для умеренных и высоких температур ($> 150^{\circ}\text{C}$) из-за вышеупомянутых свойств, в то время как органические жидкости, такие как пропан и бутан, использовались в условиях низких температур.

8.1 ОСНОВНОЙ ЦИКЛ РЕНКИНА

На Рисунке 8.1 показан идеальный цикл Ренкина, диаграмма температуры-энтропии (T-S) этого цикла представлена на Рисунке 8.2. Цикл состоит из следующих этапов:

1. Добавление изобарического тепла: Переохлажденная жидкость, находящаяся под давлением питающего насоса, предварительно нагревается до температуры насыщения, а затем полностью испаряется с образованием насыщенного пара.

2. Адиабатическое расширение: сжатый пар, образовавшийся на предыдущем этапе, адиабатически расширяется в идеальной турбине для выполнения работы. Некоторое количество пара может конденсироваться внутри турбины при извлечении работы из жидкости.

3. Изобарический отвод тепла: парожидкостная смесь, выходящая из турбины расширения, затем конденсируется, отдавая тепло радиатору. Обратите внимание на то, что для того чтобы вызвать такое требуемое изменение фазы, давление жидкости должно соответствовать давлению насыщенного пара при температуре, заданной температурой радиатора, которая достаточно выше температуры радиатора, чтобы задать предел размеру теплообменника).

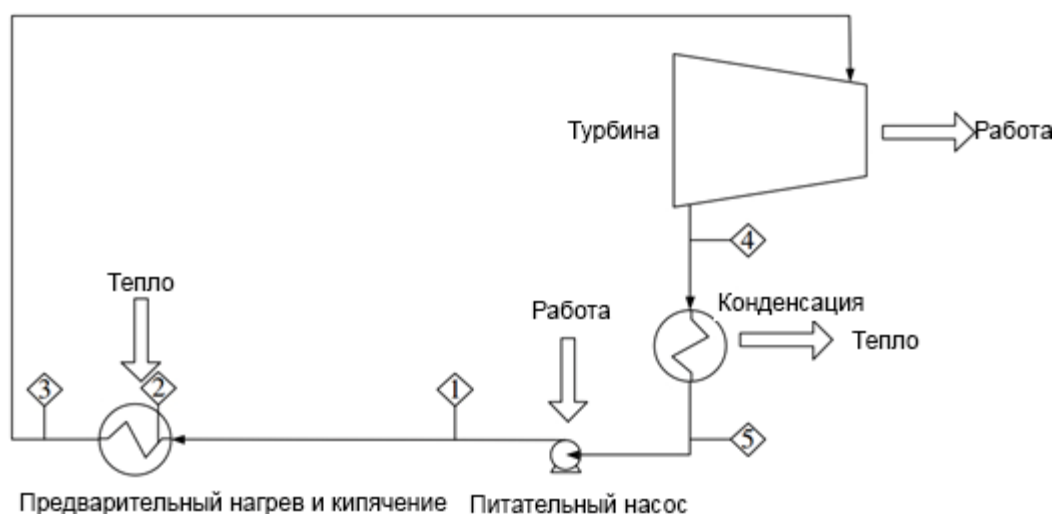


РИСУНОК 8.1 Основной цикл Ренкина

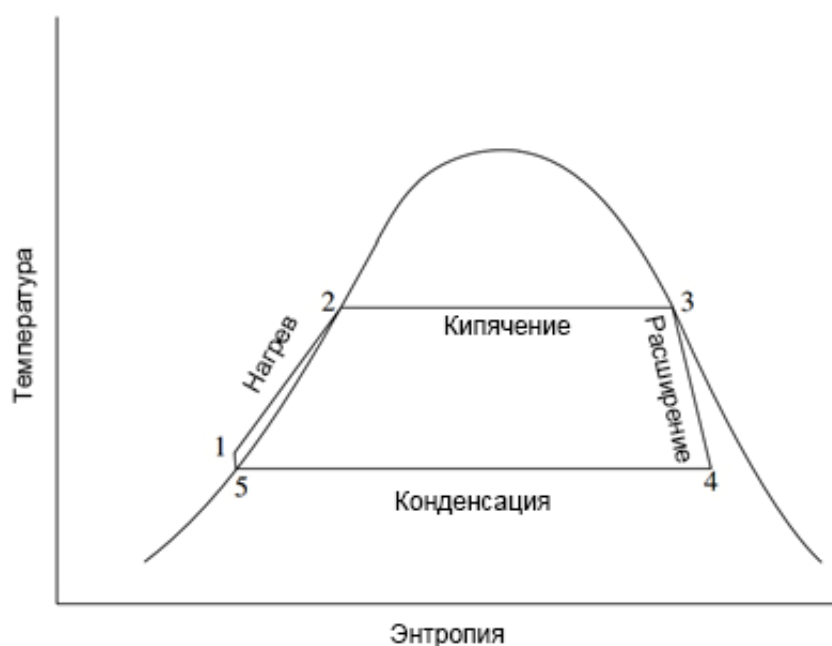


РИСУНОК 8.2 S-T диаграмма для основного цикла Ренкина

Таким образом, с термодинамической точки зрения давление на выходе турбины расширения предыдущего этапа ограничено температурой радиатора.

4. Изоэнтальпическое повышение давления: давление жидкости, образовавшейся на предыдущем этапе («конденсат»), затем повышается в подающем насосе (идеальная машина) и подается в испаритель для завершения цикла.

Обратите внимание на то, что при анализе реального (неидеализированного) цикла Ренкина следует учитывать перепады давления в оборудовании, трубопроводах, клапанах и т. д., а также потерю энергии турбины и насоса, хотя энергия, потребляемая насосом, довольно мала, по сравнению с энергией производимой турбиной, и оказывает небольшое влияние на общую эффективность первого закона цикла. Другим ограничением, которое следует принимать во внимание, является доля пара, конденсированного внутри турбины. Как указывалось, в предыдущей главе, осевые турбинные установки большой мощности должны работать таким образом, чтобы отработавший пар содержал не более 10–13% жидкости, поскольку сопла и лопасти могут сильно эродировать от капель конденсата при высоких скоростях, при этом следует правильно выбирать давление и температуру пара на входе, например, за счет перегрева насыщенного пара, покидающего испаритель, и перед входом в расширительную турбину. Специальные стадии удаления влаги могут быть учтены в конструкции, когда температура перегрева пара ограничена, скажем, температурой источника тепла. Это особенно важно учитывать для систем, связанных с большими паровыми турбинами, у которых изоэнтальпическая эффективность турбины высокая (свыше 80%), и работа, извлекаемая из жидкости довольно высока, чтобы вызвать образование значительного количества конденсата внутри турбины. Для небольших систем с гораздо более низкой эффективностью турбины степень перегрева может быть сведена к минимуму (если не полностью исключена с целью упростить необходимое теплообменное оборудование) и снизить расчетные температуры перегревателя, трубопровода, клапанов, а также турбины. Модификация базового цикла Ренкина путем добавления перегревателя будет описана в следующей главе.

8.2 ДОБАВЛЕНИЕ ПЕРЕГРЕТОЙ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ

Цикл Ренкина, включающий перегрев рабочей жидкости перед ее поступлением в расширительную турбину, показан на Рисунке 8.3. Диаграмма зависимости энтропии от температуры для этого цикла представлена на Рисунке 8.4. В дополнение к проблемам, описанным ранее, можно сказать, что, перегрев насыщенного пара может также увеличить эффективность цикла, когда температура источника тепла намного выше, чем температура насыщения рабочей жидкости, соответствующая поддержанию приемлемого давления испарителя. Необратимость, связанная с теплопередачей между источником тепла и рабочей жидкостью, уменьшается для заданного количества тепла, подводимого к циклу, и это уменьшение проявляется как более низкая скорость потока рабочей жидкости в цикле. Следовательно, уменьшение количества тепла отклоняется в конденсаторе, и увеличение мощности развивается турбиной. Кроме того, когда поток материала, такой как продукты сгорания от сжигания топлива или горячий технологический поток, не подвергающийся фазовому изменению, является источником тепла, его температура остается непостоянной. Причиной этого является то, что тепло передается рабочей жидкости цикла, в то время как поглощение тепла в испарителе происходит в основном при постоянной температуре (перепад давления на стороне рабочей жидкости внутри испарителя довольно мал во время изменения фазы). Это вызывает расхождение в линиях тепловыделения и поглощения тепла на этапе испарения. На Рисунке 8.5 продемонстрирован кумулятивный теплообмен между двумя жидкостями (ΣQ) в зависимости от температуры (T) двух жидкостей для основного цикла Ренкина. Цикл перегретого пара также представлен на данном рисунке, и можно видеть, что при включении перегрева эта необратимость передачи тепла уменьшается.

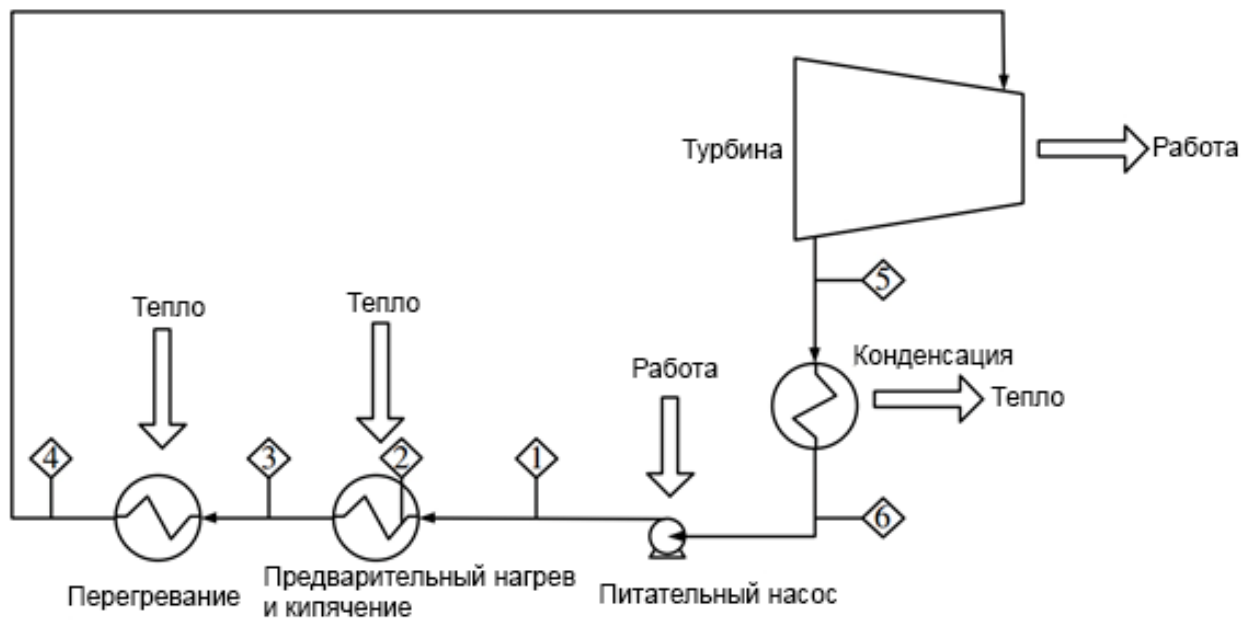


РИСУНОК 8.3 Цикл Ренкина с перегревом

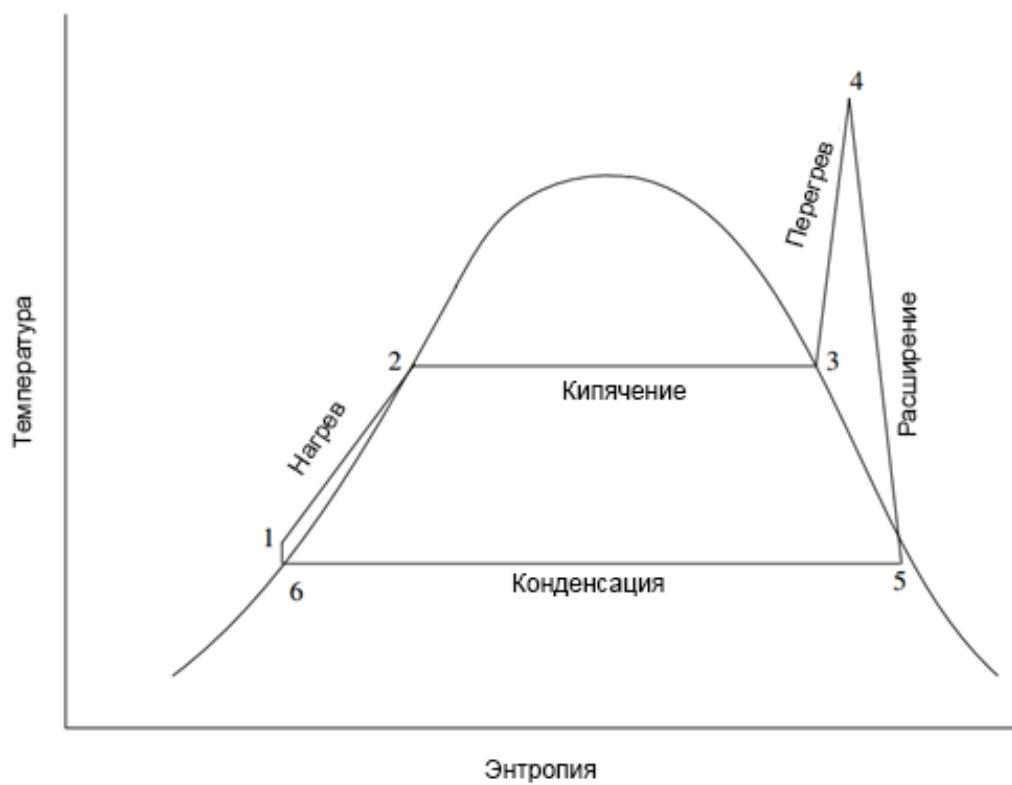


РИСУНОК 8.4 S - T диаграмма для цикла Ренкина с перегревом

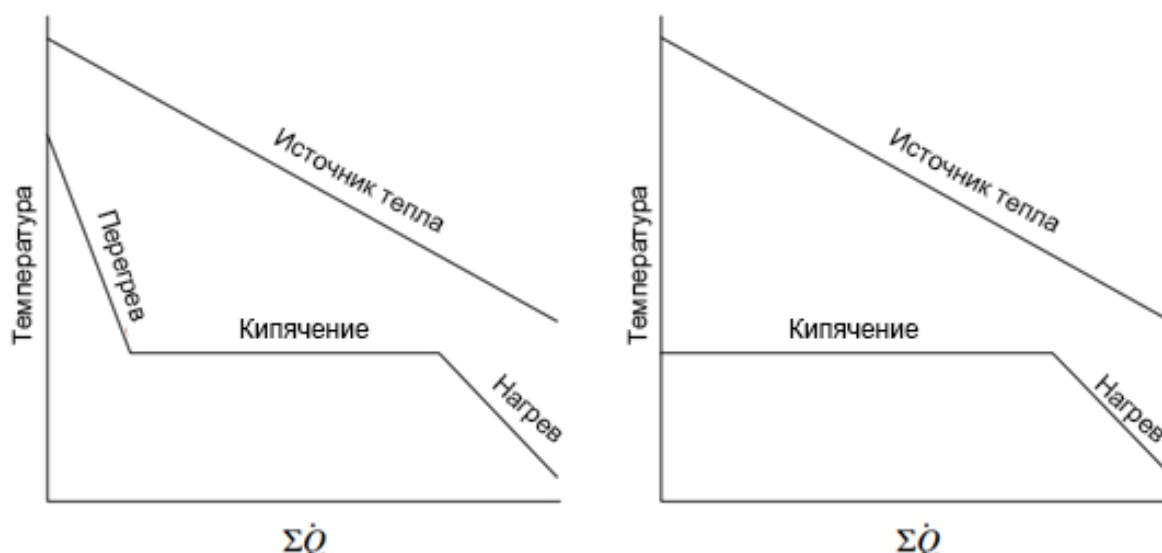


РИСУНОК 8.5 ΣQ -Т диаграмма для цикла Ренкина с перегревом и без него

Значительная часть тепловой энергии, добавляемой в перегреватель, преобразуется для работы в турбине и в конечном итоге покидает ее. Поэтому экономическое обоснование включения перегрева требует увеличения давления по ранее описанному базовому циклу Ренкина, при котором рабочая жидкость испаряется.

Выражение для эффективности цикла Карно, когда температура источника тепла и радиатора остается непостоянной, а изменяется линейно по мере передачи тепла, может быть получено следующим образом и должно использоваться вместо классического выражения, данного уравнением 2.30. Рассмотрим источник тепла, такой как дымовой газ, охлаждаемый от температуры $T_{G, \text{вх.}}$ до умеренной температуры $T_{G, \text{вых.}}$ без изменения фазы, и теплоотвод, состоящий из охлаждающей воды, подаваемой при температуре $T_{W, \text{вх.}}$ и возвращаемой при температуре $T_{W, \text{вых.}}$. Так как энтропия сохраняется для обратимого процесса, то есть энтропия в = энтропия, получаем:

$$\frac{d\dot{Q}_{\text{вх.}}}{T_G} = \frac{d\dot{Q}_{\text{вых.}}}{T_W}$$

где $d\dot{Q}_{\text{вх.}}$ - это дифференциальная скорость тепла, передаваемого из дымового газа при температуре T_G , а $d\dot{Q}_{\text{вых.}}$ - дифференциальная скорость тепла, передаваемого охлаждающей воде при температуре T_W . Если $\dot{m}_G$ и $\dot{m}_W$ являются массовыми расходами дымовых газов и охлаждающей воды и когда удельные нагревы для дымовых газов и охлаждающей воды ($C_{p, G}$ и $C_{p, W}$ по массе) остаются постоянными в этих температурных диапазонах, у нас получается:

$$\dot{m}_G C_{p, G} dT_G / T_G = \dot{m}_W C_{p, W} dT_W / T_W$$

Интеграция дает:

$$\dot{m}_G C_{p, G} \ln(T_{G, \text{вх.}} - T_{G, \text{вых.}}) = \dot{m}_W C_{p, W} \ln(T_{W, \text{вых.}} - T_{W, \text{вх.}}) \quad (8.1)$$

Из первого закона получаем:

$$\dot{m}_G C_{p, G} (T_{G, \text{вх.}} - T_{G, \text{вых.}}) = \dot{m}_W C_{p, W} (T_{W, \text{вых.}} - T_{W, \text{вх.}}) + W$$

Эффективность цикла Карно составляет:

$$\eta_{\text{Карно}} = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_{\text{ВХ}}} = \frac{[\dot{m}_G C_{p,G}(T_{G,\text{ВХ}} - T_{G,\text{ВЫХ}}) - \dot{m}_W C_{p,W}(T_{W,\text{ВЫХ}} - T_{W,\text{ВХ}})]}{[\dot{m}_G C_{p,G}(T_{G,\text{ВХ}} - T_{G,\text{ВЫХ}})]}$$

$$= 1 - \frac{[\dot{m}_W C_{p,W}(T_{W,\text{ВЫХ}} - T_{W,\text{ВХ}})]}{[\dot{m}_G C_{p,G}(T_{G,\text{ВХ}} - T_{G,\text{ВЫХ}})]}$$

Если заменить уравнение 8.2 уравнением 8.1, получается:

$$\eta_{\text{Карно}} = 1 - \left[\frac{(T_{W,\text{ВЫХ}} - T_{W,\text{ВХ}})}{\ln(T_{W,\text{ВЫХ}} - T_{W,\text{ВХ}})} \right] \left[\frac{(T_{G,\text{ВХ}} - T_{G,\text{ВЫХ}})}{\ln(T_{G,\text{ВХ}} - T_{G,\text{ВЫХ}})} \right]$$

$$= 1 - \frac{(\Delta T_W)_{\ln}}{(\Delta T_G)_{\ln}}$$

Это выражение, приведенное в уравнении 8.3, показывает, что следует использовать именно средние логарифмические температуры, когда температура источника тепла и радиатора не остается постоянной, а изменяется линейно по мере передачи тепла.

8.3 ДОБАВЛЕНИЕ ЦИКЛА ПОВТОРНОГО НАГРЕВА

Нагрев является дополнительным этапом, также как и добавление перегрева, и обычно оправдан для крупных электростанций типа центральной станции. Цикл Ренкина, включающий повторный нагрев в дополнение к перегреву рабочей жидкости, изображен на Рисунке 8.6, а диаграмма зависимости энтропии от температуры для этого цикла представлена на Рисунке 8.7. Как изображено, пар после расширения до промежуточного давления нагревается перед тем, как он возвращается в турбину для завершения процесса расширения. Соответствующая Q-T диаграмма этого цикла представлена на Рисунке 8.8. Экономическое обоснование включения нагрева может потребовать увеличения давления в течение ранее описанного цикла перегрева Ренкина, при котором рабочая жидкость испаряется, так что значительная часть тепловой энергии, добавляемой в нагреватель, преобразуется для работы в турбине. Более эффективная турбина преобразует большую часть тепловой энергии в работу, и цикл повторного нагрева также может быть экономичным выбором в приложениях, состоящих из больших турбин, которые имеют тенденцию быть более эффективными. Геометрические ограничения небольшой паровой турбины также могут препятствовать включению цикла нагрева.

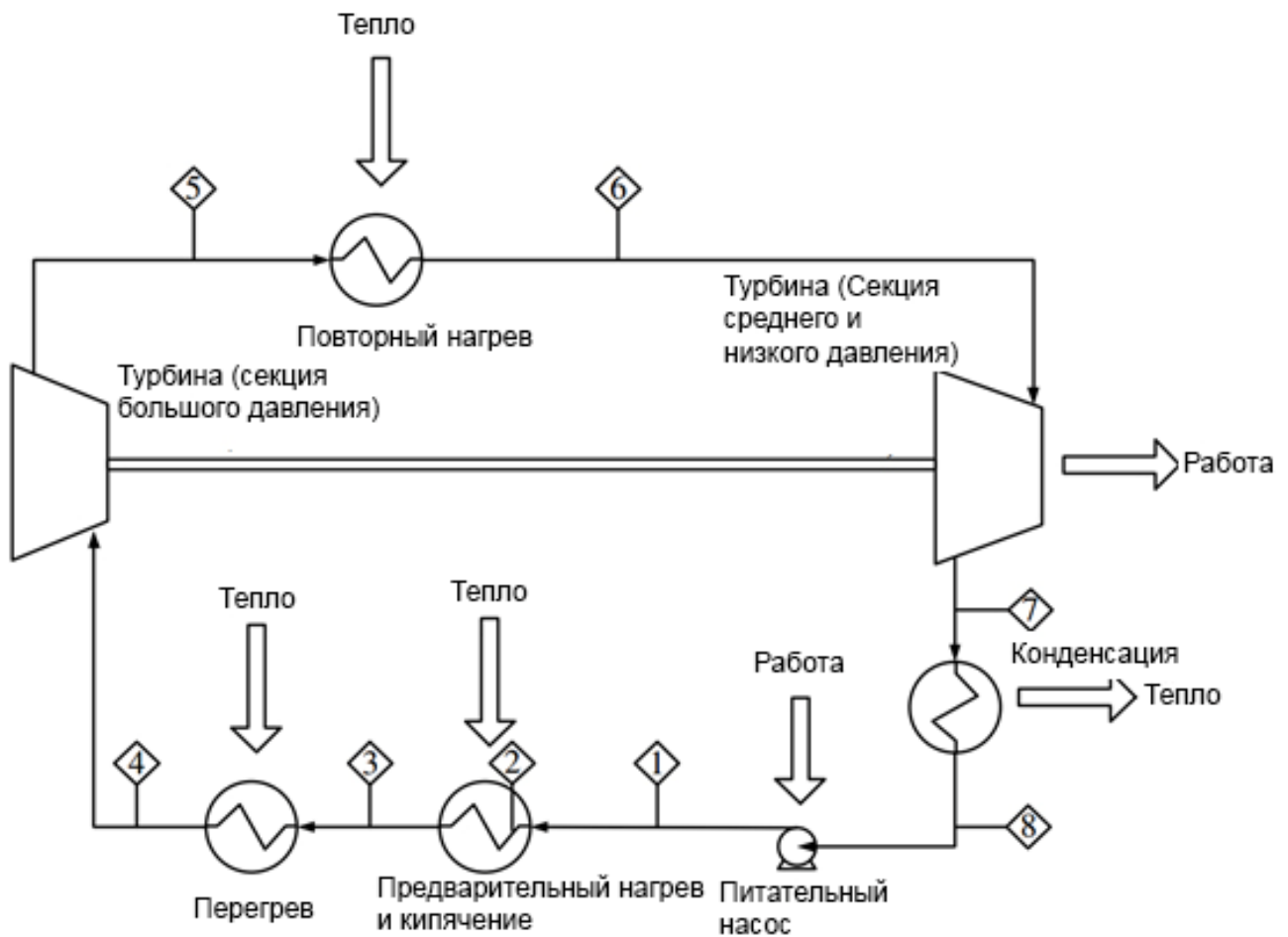


РИСУНОК 8.6 Цикл Ренкина с перегревом и повторным нагревом

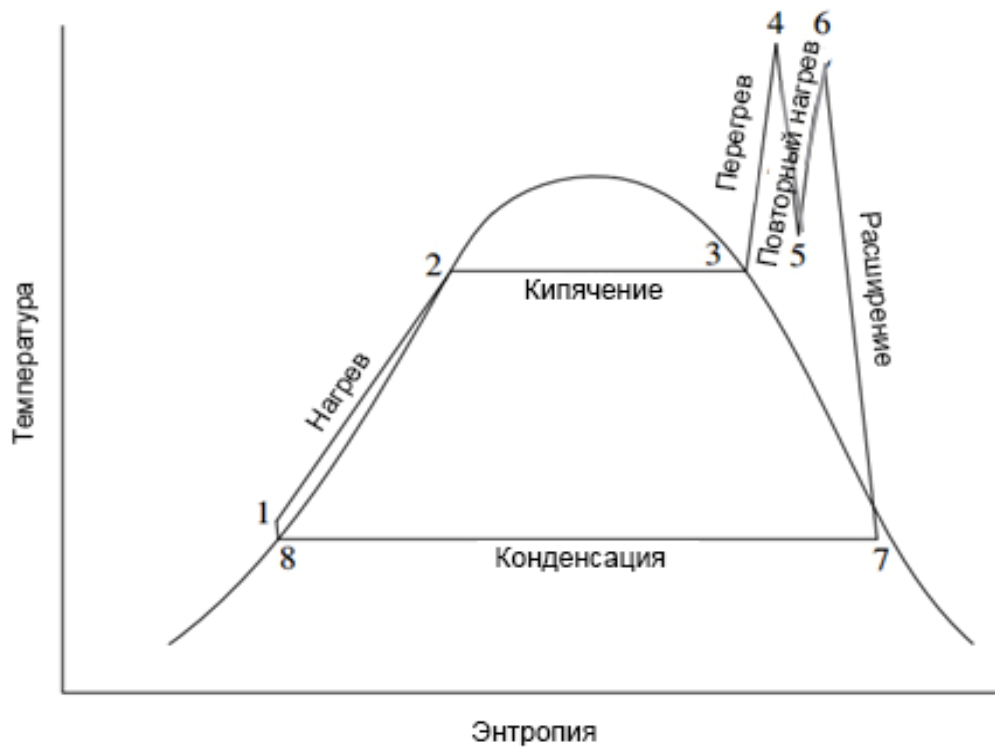


РИСУНОК 8.7 S - T диаграмма для цикла Ренкина с перегревом и повторным нагревом

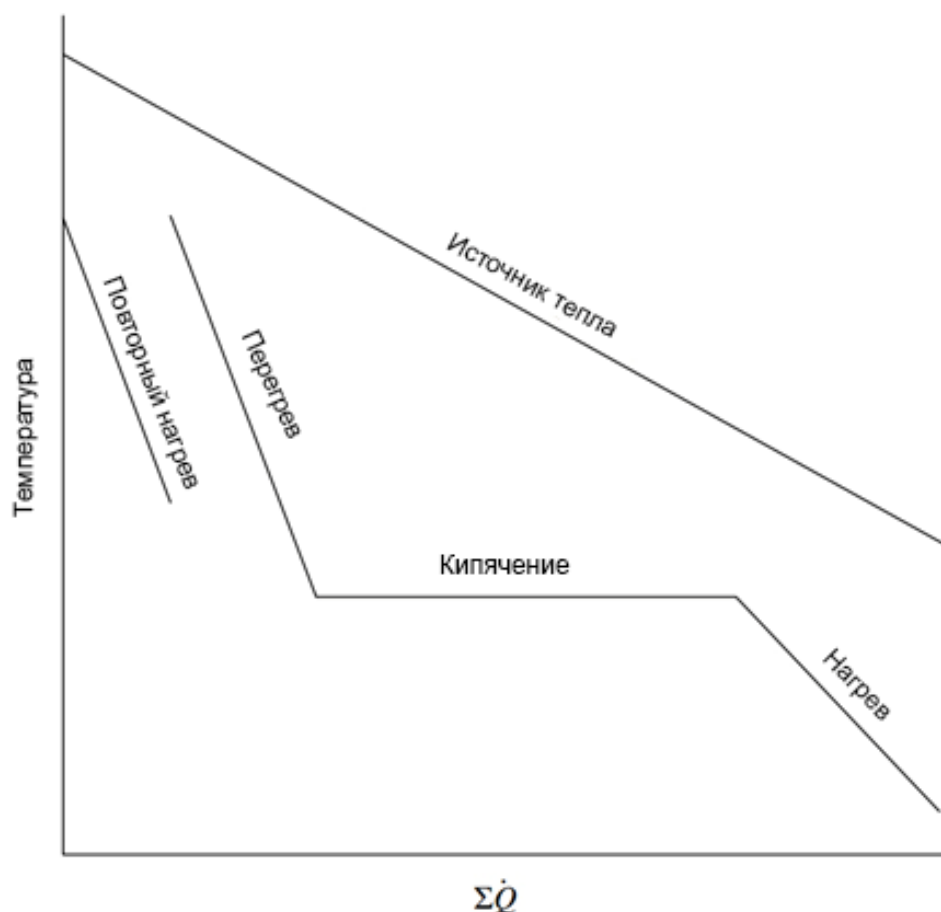


РИСУНОК 8.8 ΣQ -T диаграмма для цикла Ренкина с перегревом и повторным нагревом

8.4 ДОБАВЛЕНИЕ ЭКОНОМАЙЗЕРА И РЕГЕНЕРАТИВНОГО ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Различные формы цикла Ренкина, о которых речь шла в предыдущих разделах, состояли во введении жидкости, выходящей из подающего насоса, непосредственно в испаритель. Эффективность цикла может быть повышена, если жидкость предварительно нагреть, а затем подать в испаритель, поскольку больше жидкости может испаряться без использования этого тепла для предварительного нагрева жидкой воды. В случае, когда источник тепла состоит из потока горячего материала, такого как дымовой газ (или технологический поток), предварительный нагрев жидкости может осуществляться в «экономайзере», изображенном на Рисунке 8.9, с использованием тепла, остающегося в дымовом газе (или технологический поток), выходящий из испарителя. Соответствующая диаграмма Q в зависимости от T для этого цикла представлена на Рисунке 8.10, где показана меньшая разница температур между источником тепла и кипением.

В некоторых случаях, однако, количество тепла, доступного для экономайзера, может зависеть от ограничений, накладываемых температурным пределом для потока, обеспечивающего тепло и покидающего экономайзер, такого как точка росы кислоты, точка росы воды и связанный шлейф, или требования плавучести при входе в дымовую трубу. Чтобы избежать использования в экономайзере дорогостоящих материалов труб, таких как трубки с тефлоновым покрытием, температуру поверхности труб следует поддерживать выше точки кислотной росы газа.

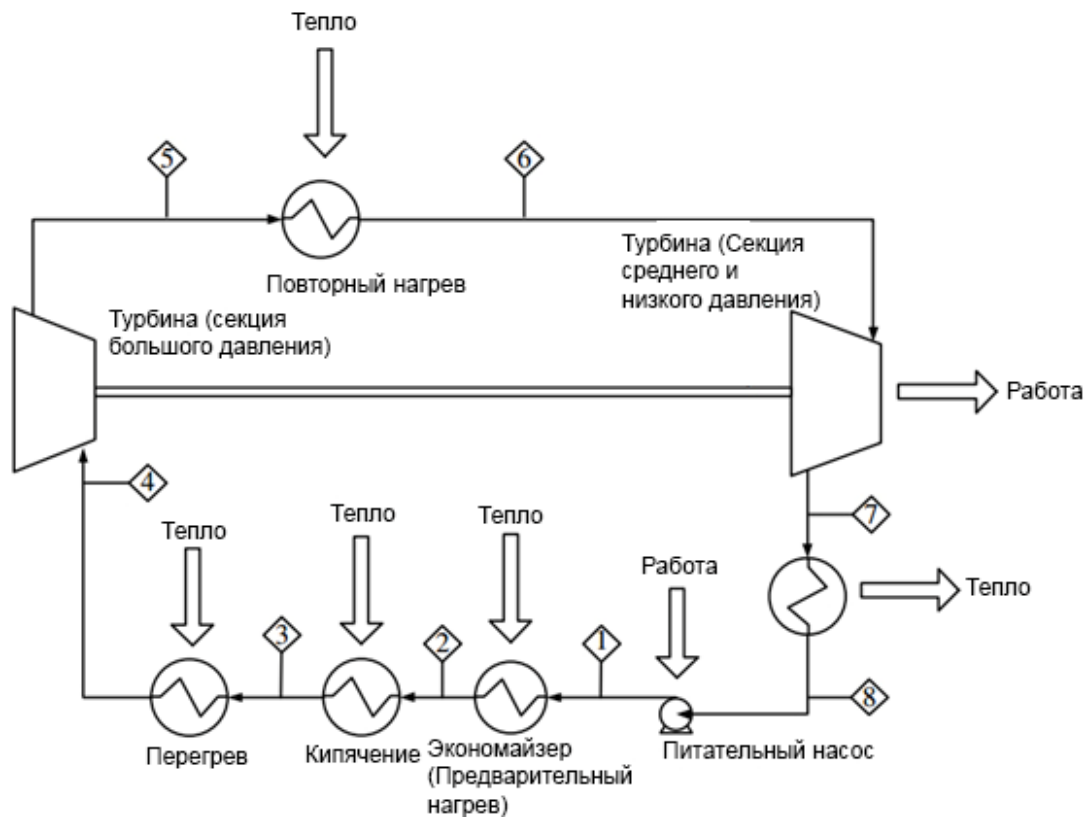


РИСУНОК 8.9 Цикл перегрева по Ренкину и нагрева с экономайзером

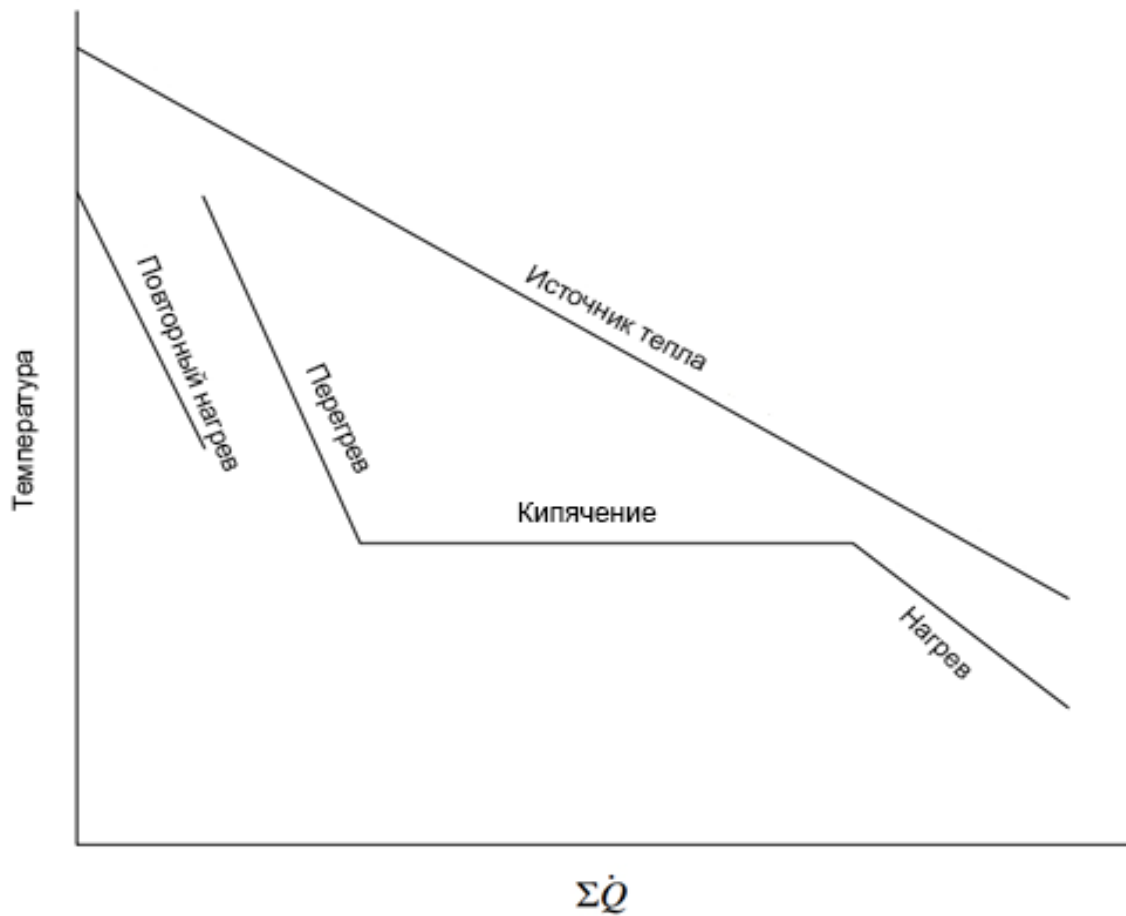


РИСУНОК 8.10 ΣQ -Т диаграмма для цикла перегрева по Ренкину и нагрева с экономайзером

Ограничивающая точка росы кислоты обычно устанавливается серной кислотой (H_2SO_4), образующейся в результате окисления серы, присутствующей в топливе, до SO_3 ³⁰ во время сгорания топлива, а затем SO_3 в сочетании с водяным паром с образованием кислоты. Оценка температуры точки росы TDP (в K) может быть сделана по парциальному давлению P_i (в атмосферах) каждого из видов i (пары H_2O и SO_3) с использованием уравнения 8.1 (Pierce, 1977):

$$\frac{1000}{T_{\text{DP}}} = 1.7842 + 0.0269 \log P_{\text{H}_2\text{O}} - 0.1029 \log P_{\text{SO}_3} + 0.0329 \log P_{\text{H}_2\text{O}} \log P_{\text{SO}_3} \quad (8.1)$$

Кроме того, в топочных котлах воздух для горения обычно предварительно нагревают против дымовых газов, чтобы увеличить общую эффективность системы, которая ограничивает количество тепла, остающегося в экономайзере, если таковое имеется. В таких случаях могут потребоваться другие средства предварительного нагрева жидкости перед ее поступлением в испаритель. На Рисунке 8.11 показан термодинамически эффективный способ достижения этого путем извлечения паров из турбины при соответствующих давлениях, чтобы обеспечить тепло для предварительного нагрева жидкости. В бытовых паровых котельных, как правило, используется серия регенеративных нагревателей (до семи, включая деаэратор), причем пар, подаваемый на каждый из этих нагревателей, извлекается при соответствующем давлении из турбины.

³⁰ Образование SO_3 сильно зависит от конструкции котла, свойств топлива и условий эксплуатации. Некоторая его часть образуется в конвективном проходе котла, и дополнительные количества могут генерироваться в установке селективного каталитического восстановления (СКВ) (в зависимости от типа используемого катализатора) при использовании для уменьшения выбросов NO_x .

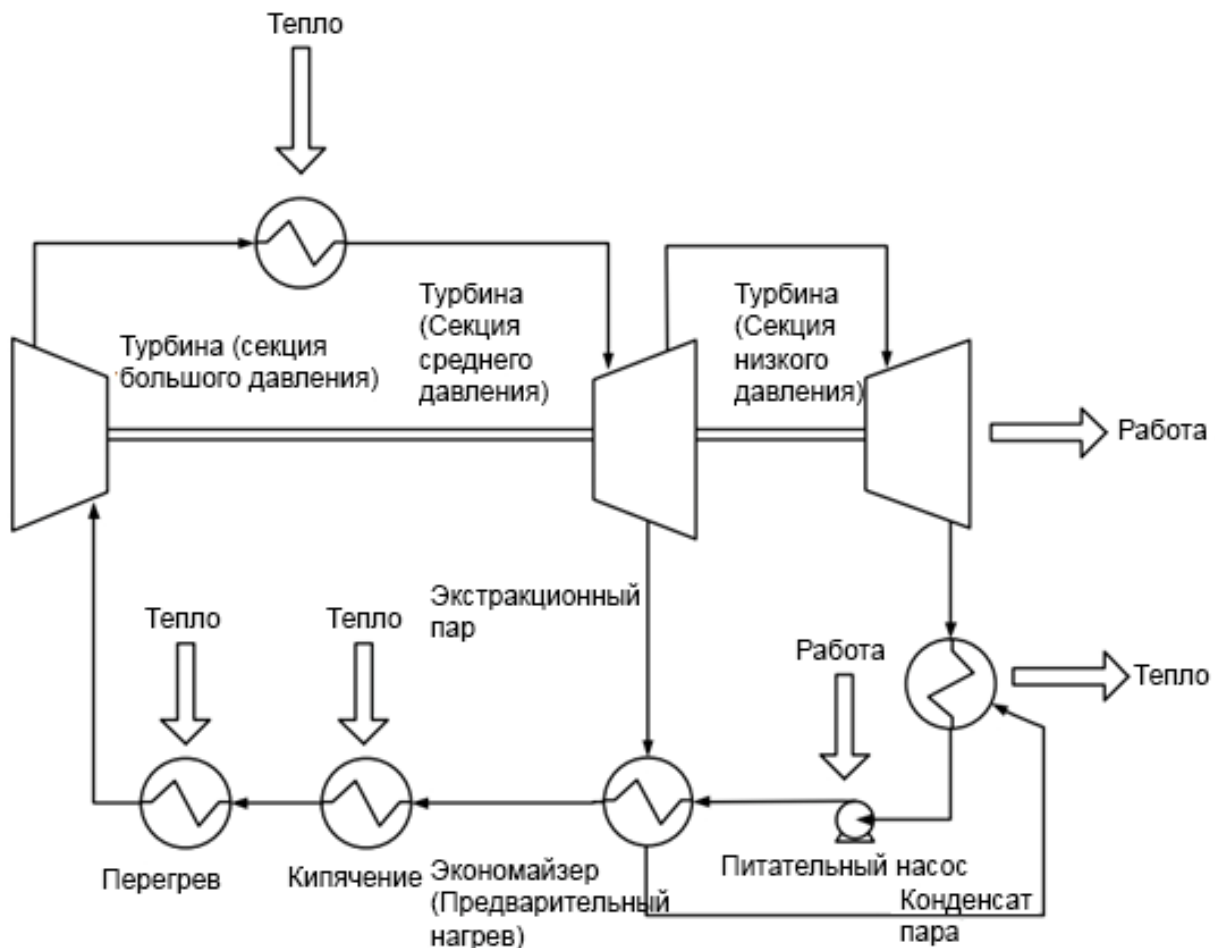


РИСУНОК 8.11 Цикл Ренкина с регенеративным нагревом

Тепло передается в основном за счет конденсации извлеченного пара, и, таким образом, давление, при котором он извлекается из турбины, задается требованием, чтобы его температура насыщения была выше, чем температура нагреваемой жидкости (не слишком высокая с точки зрения эффективности, но не слишком низкая с точки зрения снижения стоимости регенеративных теплообменников).

Когда паровой котел работает при давлении ниже критического давления пара, жидкость (BFW), покидающая экономайзер или регенеративные нагреватели, попадает в паровой барабан, откуда жидкость циркулирует либо естественной конвекцией, либо циркуляционным насосом в испарительные трубы, которые подвергаются воздействию горячих продуктов сгорания. Температура воды, поступающей в паровой барабан, поддерживается ниже ее температуры насыщения. Это необходимо, чтобы избежать внезапного изменения фазы BFW на пар, которое может произойти из-за падения давления на управляющем клапане, расположенном на линии BFW между паровым барабаном и экономайзером (с регенеративными нагревателями, однако, температура BFW всегда ниже температуры насыщения). Это также позволяет избежать кипения внутри экономайзера, особенно во время работы с частичной нагрузкой, а также при запуске, поскольку эта температура переохлаждения (разница между температурой насыщения и фактической температурой жидкости) уменьшается. Однако можно считать, что BFW, поступающий в трубы испарителя из парового барабана, находится при температуре насыщения, поскольку переохлажденный BFW, поступающий в барабан, быстро нагревается до этой температуры путем перемешивания, причем часть пара, выходящая из труб испарителя, обеспечивает требуемое тепло конденсацией.

8.5 СВЕРХКРИТИЧЕСКИЙ ЦИКЛ РЕНКИНА

Добавление перегрева и повторного нагрева снижает необратимость, связанную с теплопередачей между источником тепла и рабочей жидкостью, особенно в тех случаях, когда температура источника тепла не остается постоянной. Но перегрев и повторный нагрев не сводят к минимуму эту необратимость, поскольку большая часть добавления тепла все еще происходит в испарителе, по существу, изотермически. При работе вышеупомянутого цикла выше сверхкритического давления рабочего тела исключается этап изотермического изменения фазы и, таким образом, соответствующая необратимость, связанная с испарителем докритических циклов. Это можно увидеть на соответствующей диаграмме ΣQ против T для сверхкритического цикла Ренкина, как показано на Рисунке 8.12.

8.6 ПАРОВОЙ ЦИКЛ

Нынешняя тенденция заключается в выборе сверхкритического цикла для крупных угольных центральных электростанций (номинально > 500 МВт полезной выходной мощности). Типовой цикл может предусматривать такие условия: 24,1 МПа / 593°C / 593°C (3500 фунтов / кв. Дюйм / 1100°F / 1100 ° F),

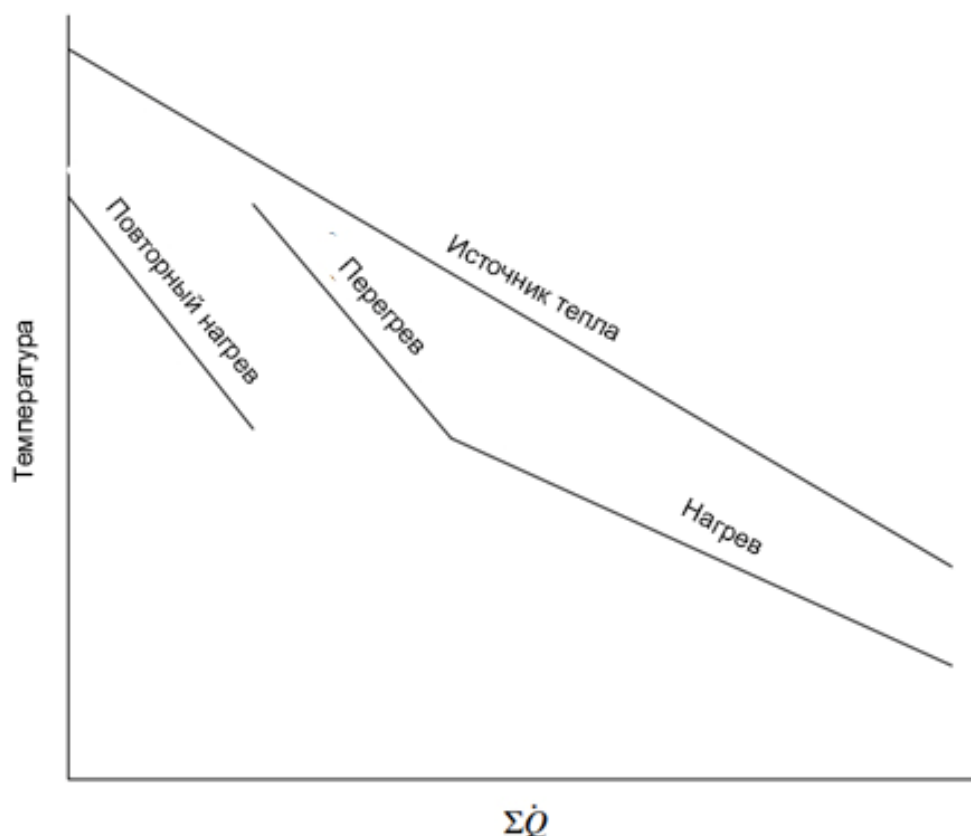


РИСУНОК 8.12 ΣQ - T диаграмма для сверхкритического цикла Ренкина

где перегретый пар, поступающий в паровую турбину высокого давления, находится под давлением 24,1 МПа и температурой 593°C и после расширения в турбине высокого давления также нагревается до 593°C перед впуском в промежуточную турбину, в то время как типовые условия для докритического парового цикла могут составлять 16,5 МПа / 566°C / 566°C (2400 фунтов на кв. Дюйм / 1050°F / 1050°F). Материалы для сверхкритических условий парового цикла, такие как 34,5 МПа / 732°C / 760°C (5000 фунтов / кв. Дюйм / 1350°F / 1400°F), разрабатываются для внедрения в ближайшем будущем. В этих тяжелых условиях эксплуатации коррозионная активность топлива может быть проблемой, особенно из-за

содержания серы, и такие применения могут быть ограничены углями с низким содержанием серы, такими как полубитуминозный уголь бассейна реки Паудер. Эта река находится на юго-востоке Монтаны. и в северо-восточных районах Вайоминга Соединенных Штатов. Уголь с высоким содержанием серы, такие как битуминозный Иллинойс № 6, может вызвать экспоненциальное увеличение скорости потерь материала труб в высокотемпературных частях перегревателя и нагревателя из-за коррозии, что требует замены деталей под давлением примерно через 10–15 лет, и эти дополнительные затраты могут компенсировать экономию топлива и сокращение выбросов (из-за более высокой эффективности) ультра-сверхкритического цикла.

В отличие от больших многоступенчатых турбин, использовавшихся в более ранних применениях, одноступенчатые машины используются для очень малых применений (<2 МВт), где условия подачи пара довольно малы.

Неиспользуемые (промышленные) паровые турбины делятся на классы по максимальной рабочей температуре пара и давлению на входе:

- Класс I - максимальное давление пара 250 фунтов на кв. Дюйм (17,2 бар) и температура 500°F (260°C)
- Класс II - максимальное давление пара 600 фунтов на кв. Дюйм (41,4 бар) и температура 600°F (316°C)
- Класс III - максимальное давление пара 250 фунтов на кв. Дюйм (17,2 бар) и температура 750°F (399°C)
- Класс IV - максимальное давление пара 850 фунтов на кв. Дюйм (58,6 бар) и температура 750°F (399°C)

Стоимость турбины, которая зависит от требуемой в металлургии, зависит от условий парового цикла и, следовательно, класса. Более значительные разрывы в стоимости происходят при 750°F (399°C) и особенно при 950°F (510°C), и в этом случае для лопаток требуются отливки с рентгеновским качеством, которые существенно повышают стоимость турбины. Системный анализ необходим для оценки компромисса между эффективностью и капитальными затратами для выбора подходящих условий парового цикла. Однако следует иметь в виду, что более высокая эффективность означает, как правило, более низкие выбросы на чистую выработанную мощность (особенно выбросы CO₂), и этот фактор следует учитывать в системном анализе, присваивая денежное значение выбросам. Паровые турбины также предлагаются для впуска насыщенного пара при давлениях до 35 фунтов на кв. Дюйм (3,4 бар) для небольших применений.

Пример 8.1. Турбина поставляется со 100 000 кг / ч перегретого пара при 42 бар. Выхлоп составляет 0,06 бар. Температура перегрева в одном случае составляет 400°C, а в другом - 300°C. Предположим, что турбина имеет изэнтропическую эффективность 80% для обоих случаев, а генератор с прямым подключением имеет КПД 95%. Не принимайте во внимание механические потери.

Определите количество влаги в выхлопе турбины и выработанную электроэнергию для двух случаев перегрева.

Решение

Первым этапом является определение удельной энтальпии $\Delta h^V_{\text{вх.}}$ и энтропии $\Delta s^V_{\text{вх.}}$ пара при входных условиях из паровых таблиц (например, Кинан и соавт., 1969) при заданных условиях давления и температуры. Эта энтропия, соответствующая условиям на входе, оказывается ниже, чем энтропия $\Delta s^V_{\text{вых.}}$, соответствующая насыщенному пару при показаниях давления на выходе из паровых таблиц. Это указывает на то, что выхлоп должен быть двухфазной жидкостью, состоящий из пара и жидкости. Поэтому следующим шагом является считывание удельной энтальпии насыщенного пара и воды $\Delta h^V_{\text{вых.}}$ и Δh^L , и в дополнение к энтропии $\Delta s^V_{\text{вых.}}$, для считывания энтропии насыщенной воды $\Delta s^L_{\text{вых.}}$ при давлении на выходе из паровых таблиц для определения фракции жидкости X_L , решая следующее для изэнтропического пути:

$$\Delta s^V_{\text{вх.}} = (1 - X_L)\Delta s^V_{\text{вых.}} + r_L\Delta s^L_{\text{вых.}}$$

При известном r_1 соответствующая энтальпия пара на выходе $\Delta h_{\text{mix вых.}}$ для этого изэнтропического пути рассчитывается из:

$$\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{mix}} = (1 - X_L) \Delta h_{\text{вых.}}^V + r_L \Delta h_{\text{вых.}}^L.$$

Фактическая энтальпия отработанного пара $\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{акт}}$ затем рассчитывается с использованием изэнтропической эффективности турбины:

$$\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{акт}} = \Delta h_{\text{вых.}}^V - (\Delta h_{\text{вых.}}^V - \Delta h_{\text{вых.}}^{\text{mix}}) \eta_{\text{турб}}$$

Фактическая влажность в выхлопе x^{actual} затем рассчитывается путем решения следующих:

$$\Delta h_{\text{вых.}}^{\text{акт}} = (1 - X_L^{\text{акт}}) \Delta h_{\text{вых.}}^V + X_L^{\text{акт}} \Delta h_{\text{вых.}}^L.$$

Электрическая мощность турбины W затем рассчитывается с использованием массового расхода пара m и КПД генератора $\eta_{\text{ген}}$ как:

$$W = \dot{m} (\Delta h_{\text{вых.}}^V - \Delta h_{\text{вых.}}^{\text{акт}}) \eta_{\text{ген}}$$

Результаты этих расчетов приведены в таблице 8.1 для двух температур перегрева. Как видно, более высокая температура перегрева приводит к более высокому выходу мощности, в то время как доля влаги в выхлопе турбины не является чрезмерной, как в случае температуры перегрева 300°C.

ТАБЛИЦА 8.1 Мощность паровой турбины при двух разных температурах перегрева

	Ед.	Вход	В идеале Фактически		Вход	В идеале Фактически	
Скорость потока	кг/ч	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Давление	Bar	42 ^b	0.06		42	0.06	
Температура	С	400	36		300	36	
Паровая	кДж/кг		2,566.6			2,566.6	
Жидкая	кДж/кг		151.5			151.5	
Энтальпия	кДж/кг	3,210.6	2,076.5	2,303.3	2,954.4	1,948.7	2,149.8
Паровая	кДж/кг-К		8.3290			8.3290	
Жидкая энтропия	кДж/кг-К		0.5208			0.5208	
Энтропия	кДж/кг-К	6.7444	6.7444	7.4777	6.3311	6.3311	6.9814
Влажность	Доля		0.2030	0.1090		0.2559	0.1726
Мощность на	МДж/ч			90,730			80,455
Электрическая мощность	кВт			23,943			21,231

8.7 УГОЛЬНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ЭНЕРГИИ

Ожидается, что использование угля для производства электроэнергии будет увеличиваться в большинстве регионов мира, особенно на развивающихся рынках, таких как Китай и Индия, в то время как в Соединенных Штатах уголь вытесняется природным газом. Уголь имеет самое высокое отношение С-Н-Н среди всех видов ископаемого топлива, и крайне важно, чтобы исследования и разработки технологий были направлены на повышение общей эффективности электростанции с целью уменьшения выбросов CO₂ (обратно пропорционально эффективности). Кроме того, улавливание CO₂ на угольных электростанциях является еще одной областью, имеющей большое значение для

устойчивости нашей планеты. Таким образом, необходимо понять современное состояние техники, чтобы можно было искать улучшения.

8.7.1 Котлы на угольном топливе

Котлы на угольном топливе, обеспечивающие тепло для парового цикла Ренкина, отличаются методом теплопередачи (например, водяной или жаротрубный), расположением поверхностей теплопередачи (т.е. горизонтальными или вертикальными, прямыми или изогнутыми трубами) и способом сжигания топлива (т.е. суспензия, топка³¹ или псевдоожиженный слой). Наиболее распространенный метод теплопередачи для котлов на угольном топливе – это использование водяных трубок, которые подвергаются воздействию горячих продуктов сгорания, в то время как котельная вода и пар содержатся внутри труб. Водонагревательные котлы на угле включают пылевидный уголь и циклонные агрегаты, топки и псевдоожиженные слои.

В пылеугольных котлах, работающих на угле, топливо измельчается до мелкого порошка, по крайней мере, 70% частиц проходит через сито с ячейками 200 меш (<74 мкм) и пневматически впрыскивается с частью воздуха для горения через горелки в печь. Горение происходит, когда уголь находится в суспензии в печи. Котлы, работающие на пылевидном угле, могут быть либо с сухим, либо с мокрым дном, в зависимости от того, удаляется ли зола в твердом или расплавленном состоянии (расплавленная зола или шлак, извлеченные из печи, затвердевают путем закалки в воде). Угли с высокими температурами плавления сжигаются в печах с сухим днищем, а угли с низкими температурами плавления - в печах с мокрым днищем. Существует два метода сжигания в пылеугольных котлах: настенный и тангенциальный. В настенных котлах горелки, установленные в одной из стенок печи или в двух противоположных стенках, стреляют горизонтально, в то время как в тангенциальных (или угловых) котлах горелки устанавливаются в углах печи с тангенциальным впрыском топлива и воздуха. Циклонные печи, которые часто классифицируются как пылевидные системы, работающие на угле, на самом деле подают гораздо более крупные частицы угля, примерно до 4 ячеек (4,76 мм), которые тангенциально вводятся в горизонтальную цилиндрическую печь с первичным воздухом. Более мелкие частицы сжигаются в суспензии, в то время как более крупные частицы прилипают к слою расплавленного шлака на стенке камеры сгорания, чтобы сгореть вторичным воздухом.

В топочных системах топливо сгорает в основном на дне печи или на решетке. Эти агрегаты составляют подавляющее большинство угольных котлов для небольших (промышленных) применений. Существует три основных типа накопителей: с недостаточной подачей, с избыточной подачей и с распределителями. В накопителе с недостаточной подачей уголь вводится горизонтально с выбросом золы сбоку либо топливо подается самотеком с выбросом золы сзади. В накопителе с избыточной подачей узел с подвижной решеткой используется для подачи угля из бункера на непрерывную решетку, которая транспортирует топливо в печь. В разбрасывателе-распределителе пневматические или механические питатели равномерно распределяют топливо по поверхности движущейся решетки. Сгорание более мелких, более сухих и более активных частиц топлива инициируется, когда он находится в суспензии, когда он впрыскивается в печь и на решетку с большим процентом тепловыделения, происходящего над слоем.

В камере сгорания с псевдоожиженным слоем уголь вместе с сорбентом, таким как известняк для улавливания SO_x и хлоридов, или инертным материалом, таким как песок, образуют слой, который оживляется воздухом для горения. Камеры сгорания с псевдоожиженным слоем приобрели популярность в небольших и крупных областях применения. Большинство из них представляют собой устройства атмосферного давления, работающие при давлении окружающей среды или близко к нему, в то время как устройства под давлением работают от 4 до 30 бар. Камеры сгорания с атмосферным псевдоожиженным слоем могут быть либо пузырьковыми, либо циркулирующими слоями. Скорость псевдоожижения в пузырьковом слое относительно низкая, чтобы минимизировать вынос или вымывание твердых частиц, в то время как в камерах сгорания с циркулирующим

³¹ Механическая система подачи топлива на решетку, где топливо в основном сжигается в неподвижном слое.

псевдооживленным слоем скорость псевдооживления такова, что происходит перенос или циркуляция твердых частиц. Твердые вещества, перенесенные в любом из типов, улавливаются высокотемпературными циклонами и возвращаются в первичную камеру сгорания. Однако в камере сгорания с циркулирующим псевдооживленным слоем поддерживается высокая скорость рециркуляции за счет возврата перенесенных твердых частиц, что увеличивает время пребывания твердых частиц с соответственно более высокой эффективностью сгорания и лучшим использованием сорбента.

8.7.2 Выбросы и критерии контроля

Как упоминалось в главе 1, сгорание угля подвергается сложному процессу сушки / удаления летучих веществ с последующим окислением выделяющихся газов и оставшегося полукокса, в то время как значительная часть золы образует частицы размером обычно 10 мкм или менее, называемые летучей золой. Основными загрязняющими веществами, образующимися при сжигании угля, являются твердые частицы (ТЧ), SOx и NOx, а также некоторые несгоревшие горючие вещества, включая CO и различные органические соединения, образующиеся на этапе удаления летучих компонентов, которые обычно выделяются даже в надлежащих условиях эксплуатации котла.

8.7.2.1 Твердые частицы

Состав и количество выделяемого ТЧ зависят от конфигурации и работы котла, контрольного оборудования и свойств угля. Он состоит из летучей золы (фракции золы, которая не оседает в котле, но переносится дымовыми газами) и любого несгоревшего углерода. Продувка сажей, периодически используемая для удаления золы с поверхностей теплопередачи, также является источником выбросов ТЧ. Выбросы ТЧ также могут быть вызваны парами (в основном неорганическими в случае угля), которые впоследствии конденсируются с образованием аэрозольных частиц. Контроль выбросов ТЧ после сжигания может быть выполнен одним или несколькими из следующих:

- Циклоны
- Электростатический осадитель (ESP)
- Тканевый фильтр (или рукавный фильтр)
- Мокрый скруббер

Циклоны часто используются перед электростатическими осадителями, тканевым фильтром или мокрым скруббером для улавливания более крупных частиц (PM10), как в котлах с псевдооживленным слоем. Типовая общая эффективность улавливания может составлять от 90 до 95%. ESP имеют модульную конструкцию и, следовательно, применимы к широкому диапазону размеров установок. Тканевые фильтры широко используются на угольных электростанциях и состоят из нескольких фильтрующих элементов или пакетов и системы очистки мешка, заключенной в структуру оболочки, оборудованной бункерами для улавливаемых частиц. Эффективность тканевых фильтров может достигать 99,9% и зависит от характеристик сцепления частиц и электростатических свойств ткани и частиц в дополнение к распределению по размерам. Примерами мокрых скрубберов являются вентури, тарельчатые и распылительные колонки, которые используются главным образом для контроля SOx, но они также улавливают ТЧ. Эффективность скруббера может составлять от 95 до 99% для частиц размером 2 мкм и зависит от падения давления на стороне газа и размера капель воды (или скрубберной суспензии) в случае распыления, в дополнение к распределению по размеру ТЧ. Неорганизованные выбросы ТЧ при работе с летучей золой на большинстве современных установок сводятся к минимуму за счет использования пневматических систем или вентилируемых и закрытых систем с помощью небольших тканевых фильтров или других устройств контроля пыли.

8.7.2.2 SOx Сера, присутствующая в угле, находится в форме пиритовой, органической и сульфатной форм и в процессе горения образует в основном SO₂ с гораздо меньшей долей SO₃ и сульфатов. Зола может улавливать часть серы в печи с образованием различных сульфатных солей в зависимости от ее щелочной природы. Как правило, полубитуминозные угли имеют более высокую щелочность золы и могут захватывать более 5% серы. Несколько методов используются для уменьшения выбросов SOx, включая

очистку угля перед сжиганием. Физическая очистка уменьшает пиритную форму серы, которая присутствует в минеральном содержании угля, в то время как химические методы очистки разрабатываются для удаления органической серы.

Обессеривание дымовых газов после сжигания (FGD) может захватывать SO_2 с помощью суспензии или сухого порошка щелочного реагента, и это может быть либо более распространенным одноразовым, либо регенерируемым процессом.

Мокрые системы состоят из контактирования дымовых газов в скруббере, насадочной колонне или распылительной колонке с водной суспензией, содержащей щелочной сорбент. Сорбент может представлять собой известь, CaO , который образует гидратированную известь, или $\text{Ca}(\text{OH})_2$ при взаимодействии с водой в суспензии, или известняк, который в основном представляет собой CaCO_3 , или доломит, который в основном представляет собой MgCO_3 и CaCO_3 . Мокрые системы могут быть спроектированы для удаления 90–98% SO_2 из дымовых газов в зависимости от того, используется ли известняк или более реакционноспособная известь, с образованием сульфита и бисульфита. Затем сульфит и бисульфит окисляются с использованием воздуха для образования более стабильного сульфата в отдельной операции. Сульфат кальция CaSO_4 , также известный в промышленности как гипс, можно использовать для изготовления гипсокартонных стен, а также в качестве почвенного кондиционера. Снижение содержания ТЧ (летучей золы) более чем на 99% возможно при использовании мокрых скрубберов, но обычно ТЧ собираются вверх по потоку в ESP или рукавном блоке, чтобы избежать эрозии оборудования, особенно насосов и трубопроводов, и, возможно, вмешательства в химические реакции в установке ДДГ. Кроме того, количество шлама, производимого для утилизации, уменьшается. Гидроксид натрия (NaOH) или карбонат натрия или (Na_2CO_3), также известный как кальцинированная сода, встречается в природе в виде минерала Trona , который используется в небольших применениях из-за более высокой стоимости реагента, но может захватывать более 96% SO_2 . Стоимость реагента может быть снижена путем использования двойной щелочной системы, в которой натрий можно извлечь путем регенерации с использованием более дешевой извести или известняка для получения сульфита кальция и сульфатного шлама.

Сухие системы расположены выше по течению от устройства управления РМ и вводят известь или известняк либо в виде сухого порошка, либо в виде водной суспензии в горячий дымовой газ и могут удалять 90–95% SO_2 . Дуршлаг в качестве устройства управления ТЧ обычно требует меньшего количества сорбента, чем электростатические осадители (ESP), для достижения аналогичного удаления кислого газа, поскольку он обеспечивает дополнительное время контакта между сорбентом и кислыми газами, когда газ проходит через кек сорбента, образовавшийся на поверхности мешка. Если закачивается известняк, температура дымового газа должна быть выше температуры его разложения, чтобы образовался более реакционноспособный CaO . Известь, а также сухая гидратированная известь поглощают SO_2 с образованием сульфита и некоторого количества сульфата. Эти продукты реакции вместе с непрореагировавшей гидратированной известью, некоторым количеством CaO и CaCO_3 и летучей золой затем улавливаются в последующем устройстве управления ТЧ. Часть этих твердых веществ может циркулировать для уменьшения использования реагента, тогда как остальная часть требует утилизации или, возможно, используется в качестве строительного материала. Циркуляция твердых частиц может также осуществляться с использованием циркулирующего псевдоожиженного слоя, в котором дымовой газ и сухой сорбент вступают в тесный контакт. Эффективность улавливания SO_2 достигает 98% с использованием сухого скруббера с циркулирующим псевдоожиженным слоем.

Другой процесс, хотя и имеет ограниченное коммерческое применение, использует безводный или водный аммиак для реакции с SO_2 в дымовых газах с образованием высокоценного удобрения для культуры $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$. Сообщается, что эффективность удаления SO_2 превышает 98%.

8.7.2.3 NO_x NO_x образуется в результате окисления N_2 , присутствующего в воздухе для горения (термический NO_x), окисления связанного с топливом азота (главным образом присутствующего в структурах ароматического кольца угля) и в результате реакции различных углеводородных радикалов, таких как CH и CH_2 , образующихся в результате

удаления летучих углей (после начальной стадии сушки) молекулярным N_2 (быстрый NO_x). Некоторое количество ($<1\%$) N_2O также образуется во время сжигания угля, но доминирующей формой на сегодняшний день ($\sim 95\%$) является NO , а остальное - NO_2 . Образование теплового NO_x экспоненциально зависит от температуры и увеличивается с повышением концентрации O_2 и времени пребывания газа, и циклонные котлы обычно имеют тенденцию генерировать более высокие выбросы теплового NO_x . Битумные и полубитумные угли могут содержать от 0,5 до 2 мас.% азота и могут составлять до 80% от общего количества NO_x . Два типа подходов (часто в сочетании) используются для ограничения выбросов NO_x , более широко распространенные средства контроля сгорания и средства контроля после сгорания. Средства контроля сгорания включают в себя низкий избыток воздуха (LEA), воздушный поток (OFA), горелки с низким уровнем выбросов NO_x (LNB) и рециркуляцию дожигания и дымовых газов, в то время как подходы к контролю после сгорания - это селективное каталитическое восстановление (SCR) и селективное некаталитическое восстановление (SNCR).

При использовании воздушного потока (OFA) часть общего воздуха для горения нагнетается над горелками, чтобы задержать и продлить процесс горения, что приводит к менее интенсивному сгоранию и более низким температурам пламени, а также для снижения концентрации O_2 в зоне сгорания, где вместе с топливом выделяются азотосодержащие соединения. Этот метод, который можно использовать для тангенциальных и настенных котлов, а также котлов, работающих на топке, может снизить выбросы NO_x на 20–30%. LNB контролируют концентрацию O_2 , температурный профиль процесса сгорания, а также уменьшают время пребывания при пиковой температуре в каждой зоне горелки, чтобы ограничить преобразование связанного с топливом азота в NO_x и тепловое образование NO_x . LNB могут использоваться как в тангенциальных, так и в настенных котлах, но не в циклонных котлах или топках. Этот метод в сочетании с OFA может снизить выбросы NO_x на 40–60% по сравнению с неконтролируемыми уровнями. Дожигание включает в себя подачу приблизительно 60% (при полной загрузке) всей энергии топлива в основную зону сгорания, в то время как оставшаяся часть в виде природного газа, нефти или пылевидного угля впрыскивается с воздухом или дымовым газом над горелками для создания дожигания. зона для создания зоны, богатой топливом, которая уменьшает количество NO_x , образующегося в основной зоне сгорания, до паров N_2 и H_2O . Этот метод может использоваться в тангенциальных, настенных и циклонных котлах и может снизить выбросы NO_x на 50–60% по сравнению с неконтролируемыми уровнями. Рециркуляция дымовых газов состоит из отбора части дымового газа из устройства управления ТЧ ниже по потоку и подачи его обратно в печь с использованием вентилятора как части вторичного «воздуха для горения». Из-за пониженной концентрации O_2 в смеси рециркулирующий дымовой газ и свежий воздух, температура пламени снижается и, таким образом, образуется NO_x .

Как SCR, так и SNCR включают закачку NH_3 (или мочевины в случае SNCR) в дымовой газ для реакции с NO с образованием паров N_2 и H_2O (в присутствии катализатора в случае SCR). Эффективность этих методов контроля зависит от температуры дымовых газов (обычно около 400 °C для SCR и 800–1150 °C для SNCR), содержания серы в топливе, концентрации NO_x на входе, времени реакции и отношения NH_3 (или мочевины) к NO_x , используемый. Активность катализатора снижается с помощью некоторых компонентов летучей золы, таких как As, Ca, P и K. Снижение NO_x на 75–85% было продемонстрировано с помощью SCR, тогда как гораздо более скромные уровни с более коммерческими. Доказано, что SNCR находится в диапазоне 25–50%. Капитальные затраты выше с SCR, но стоимость реагентов ниже. Недостаток SCR заключается в том, что он может катализировать окисление SO_2 с образованием дополнительного SO_3 , который, в свою очередь, образует серную кислоту и вызывает коррозию для оборудования, расположенного ниже по потоку, такого как воздухонагреватель, рукавная установка и ESP.

SO_3 может также реагировать с хлоридами в дымовых газах с образованием субмикронных аэрозольных частиц, которые создают непрозрачный шлейф, и с непрореагировавшим NH_3 с образованием липких солей аммония. Соли аммония могут оседать на поверхностях теплообмена. Выгодно располагать SCR перед устройством управления ТЧ для летучей золы, чтобы «улавливать» эти соли.

8.7.2.4 СО и органические соединения Три наиболее важных фактора, которые влияют на количество СО и органических соединений в продуктах сгорания, - это время пребывания, температура и турбулентность (называемые «три Т») в зоне сгорания. Основным механизмом увеличения выбросов СО и органических соединений является плохое смешивание топлива и воздуха во время процесса сгорания, так что области, богатые топливом, сохраняются и не могут найти достаточно O_2 для выгорания, в то время как перемешивание может быть улучшено турбулентностью. Эти выбросы также могут быть вызваны очень низким избытком воздуха. Более мелкие котлы, нагреватели и печи обычно выделяют большее количество этих загрязняющих веществ из-за меньшего времени пребывания в области высоких температур. При разработке средств контроля горения, используемых для уменьшения выбросов NO_x , основанных на сокращении времени пребывания и температуры, следует учитывать воздействие на выбросы СО и органических соединений. Выбрасываемые органические соединения включают различные углеводороды (алканы, алкены и ароматические соединения, такие как бензол, толуол, ксилол и этилбензол), оксигенаты (такие как альдегиды и спирты), а также хлорированные соединения, такие как диоксины и фураны. Диоксины и фураны также могут образовываться в расположенном ниже по потоку оборудовании для контроля загрязнения воздуха с максимальным потенциалом в диапазоне температур 230–350°C. Образование этих соединений после сгорания можно минимизировать путем быстрого охлаждения дымовых газов и ограничения количества определенных металлов, которые, как известно, способствуют или катализируют образование этих соединений в последующем оборудовании для контроля загрязнения воздуха.

8.7.2.5 Микроэлементы Mn, Be, Co и Cr примерно одинаково распределены в летучей золе и в донной золе, и их выбросы зависят от общего объема выбросов ТЧ. Так как Cd, Pb и Sb сами делятся преимущественно на летучую золу (в отличие от донной золы), демонстрируя при этом более высокие концентрации с уменьшением размера частиц. Таким образом, выбросы этих летучих металлов зависят от эффективности улавливания мелких ТЧ. Hg и в некоторых случаях Se остаются в дымовых газах, и требуются другие средства, специально предназначенные для улавливания этих элементов. Количество Cl в угле влияет на доли Hg, присутствующие в дымовых газах в элементарной форме и в виде хлорида. $HgCl_2$ растворим в воде и может быть удален в процессе влажной очистки, такой как влажная ДДГ. Относительно простой и проверенный подход для улавливания ртути из дымовых газов заключается во впрыскивании активированного угля в дымовые газы для адсорбции ртути выше по потоку от устройства управления ТЧ и отделения активированного угля вместе с адсорбированным ртутным газом от дымовых газов. в устройстве управления РМ. Концентрации SO_x , NO_x и H_2O в дымовых газах могут влиять на адсорбцию Hg. Регенерируемые сорбенты, катализаторы, чистящие растворы, модификация горения и ультрафиолетовое излучение - все исследуются, чтобы заменить этот процесс «выбрасывания».

8.7.2.6 Галогены Cl и F, присутствующие в угле, выбрасываются главным образом в форме HCl и HF с меньшими количествами, выделяемыми в виде элементарных газов Cl и F, тогда как некоторые из этих выбросов могут поглощаться летучей золой или донной золой. Как HCl, так и HF хорошо растворимы в воде и могут быть удалены в процессе очистки, таком как влажная ДДГ. Дополнительным преимуществом использования известняка для ограничения выбросов SO_x в котле с псевдоожиженным слоем (а также в котлах другого типа, использующих известь на основе известняка на сухой ДГГ) является то, что он также улавливает значительные количества этих кислотных газов.

8.7.2.7 Парниковые газы В дополнение к CO_2 , другими парниковыми газами, образующимися при сжигании угля, являются N_2O и CH_4 . Выбросы N_2O являются значительными для котлов с псевдоожиженным слоем, как правило, на два порядка выше, чем для всех других типов угольных котлов. Образование N_2O сводится к минимуму, когда температура горения поддерживается высокой (> 850 C), а избыток воздуха минимизируется (<1%). Выбросы CH_4 являются самыми высокими во время запуска или выключения

угольного котла, когда процесс сгорания не завершен, но именно CO_2 , который выделяется непрерывно во время работы котла, требует особого внимания. Далее описывается процесс очистки дымовых газов (улавливание после сжигания) с использованием водного раствора амина («промывка амином») для улавливания CO_2 , но его влияние на стоимость и производительность установки довольно значительна, что приводит почти к удвоению стоимости электроэнергии, когда CO_2 выходит установка под давлением (15,3 МПа или 2215 фунтов / кв. дюйм), необходимая для транспортировки по трубопроводу на участок секвестрации. Таким образом, исследуются технологии, которые включают использование других типов растворителей, мембран и адсорбентов. Использование высокочистого кислорода вместо воздуха для процесса горения («сжигание в кислороде») является еще одним подходом, который разрабатывается. Это производит дымовой газ с намного более высокой концентрацией CO_2 , который может быть далее очищен. Однако капитальные затраты и энергопотребление блока разделения воздуха (для обеспечения потока кислорода высокой чистоты) и блока очистки CO_2 также могут быть весьма значительными. Отделение CO_2 является лишь одним из шагов в контроле этого выброса, и его улавливание требует нахождения «дома» для него, и, как объяснено в главе 1, геологическая секвестрация, а также ее использование для извлечения метана из угольных пластов изучаются, в то время как коммерческое использование в расширенных масштабах добыча нефти практикуется в течение ряда лет.

В процессе промывки аминами для отделения CO_2 от дымовых газов (Чапел и соавт., 1999) используется водный раствор МЭА с запатентованными добавками. Процесс состоит из системы абсорбера / десорбера с циркуляцией растворителя между двумя колоннами, как кратко описано в главе 5 и изображено на Рисунке 5.2. Охлажденный дымовой газ после удаления ТЧ и десульфурации поступает в абсорбер, где он вступает в контакт с раствором МЭА, и около 85–90% CO_2 может быть поглощено раствором. Богатый растворитель (загруженный CO_2) регенерируется в отпарной колонне с использованием пара для получения потока CO_2 высокой чистоты при давлении, близком к атмосферному. Небольшой промывочный поток обедненного растворителя подают в регенератор для удаления высококипящих нелетучих примесей, в том числе образующихся термостабильных солей, летучих кислот и продуктов железа из раствора циркулирующего растворителя. Восстановление осуществляется главным образом с помощью процесса ионного обмена. CO_2 , выделяющийся в отпарной колонне при атмосферном давлении, сжимается до давления в трубопроводе многоступенчатым центробежным компрессором с промежуточным охлаждением.

CO_2 также необходимо обезвоживать, что достигается обработкой потока CO_2 при соответствующем давлении перед завершением сжатия до конечного давления, чтобы избежать образования кристаллогидратов, которые могут образовывать отложения и коррозию влажным CO_2 . Точка росы -40°C (-40°F) обычно требуется и может быть достигнута с использованием триэтиленгликоля для очистки влажного CO_2 .

Пример 8.2. Коммунальная электростанция сжигает битуминозный уголь с помощью анализа, приведенного в таблице 1.4. Завод только что узнал о предложенном новом правиле Air Toxics, принятом ЕРА США, которое наложит ограничение на выброс HCl в 0,002 фунта / 106 Btu HHV. Если они продолжат использовать этот уголь, какой уровень удаления HCl потребуется? Если вместо этого они переключат уголь на бурый уголь с помощью анализа, показанного в таблице 1.4, какой уровень удаления HCl потребуется, если таковой имеется? Предположим, что весь Cl в угле обнаруживается как HCl в топочном газе.

ТАБЛИЦА 8.2 Выбросы HCl из битуминозного угля и лигнита

Тип угля	битумный	лигнит
Cl, весовая доля	0.0029	0.000012
Теплотворная способность		
ВГЧ (кДж / кг)	27,135	15,391
HHV (БТЕ / фунт)	11,666	6,617
Молекулярный вес Cl	35.45	
Содержание Cl в угле (фунт моль / 106 БТЕ)	0.007012	0.000051
Выброшенная HCl (фунт / 106 БТЕ)	0.007012	0.000051

Молекулярный вес HCl	36.46	
Выброшенная HCl (фунт / 106 БТЕ)	0.2557	0.001865
Допускается выброс HCl (фунт / 106 БТЕ)	0.002	
Требуется удаление HCl (%)	99.22	He

Решение

Расчеты для двух углей приведены в таблице 8.2. Как видно, переход на лигнит с низким содержанием Cl не потребует добавления оборудования для удаления HCl из дымовых газов. Тем не менее, влияние перехода на бурый уголь должно быть тщательно рассмотрено, принимая во внимание изменения, необходимые для котла, а также влияние на тепловые характеристики и выходную мощность установки. Расходы на транспортировку лигнита, который имеет гораздо меньшую плотность энергии, также должны быть приняты во внимание.

8.7.3 Описание большого сверхкритического парового цикла Ренкина

Ниже описаны основные разделы современной крупной пылеугольной котельной с сверхкритическим паровым циклом Ренкина и улавливанием CO₂ после сжигания для центральной станции (как правило, > 500 МВт полезной мощности) (Black, 2010). Упрощенная общая блок-схема технологического процесса представлена на Рисунке 8.13.

8.7.3.1 Бойлер В зависимости от конструкции котла существуют различные схемы для BFW и парового контура через бойлер, и одна такая схема представлена здесь.

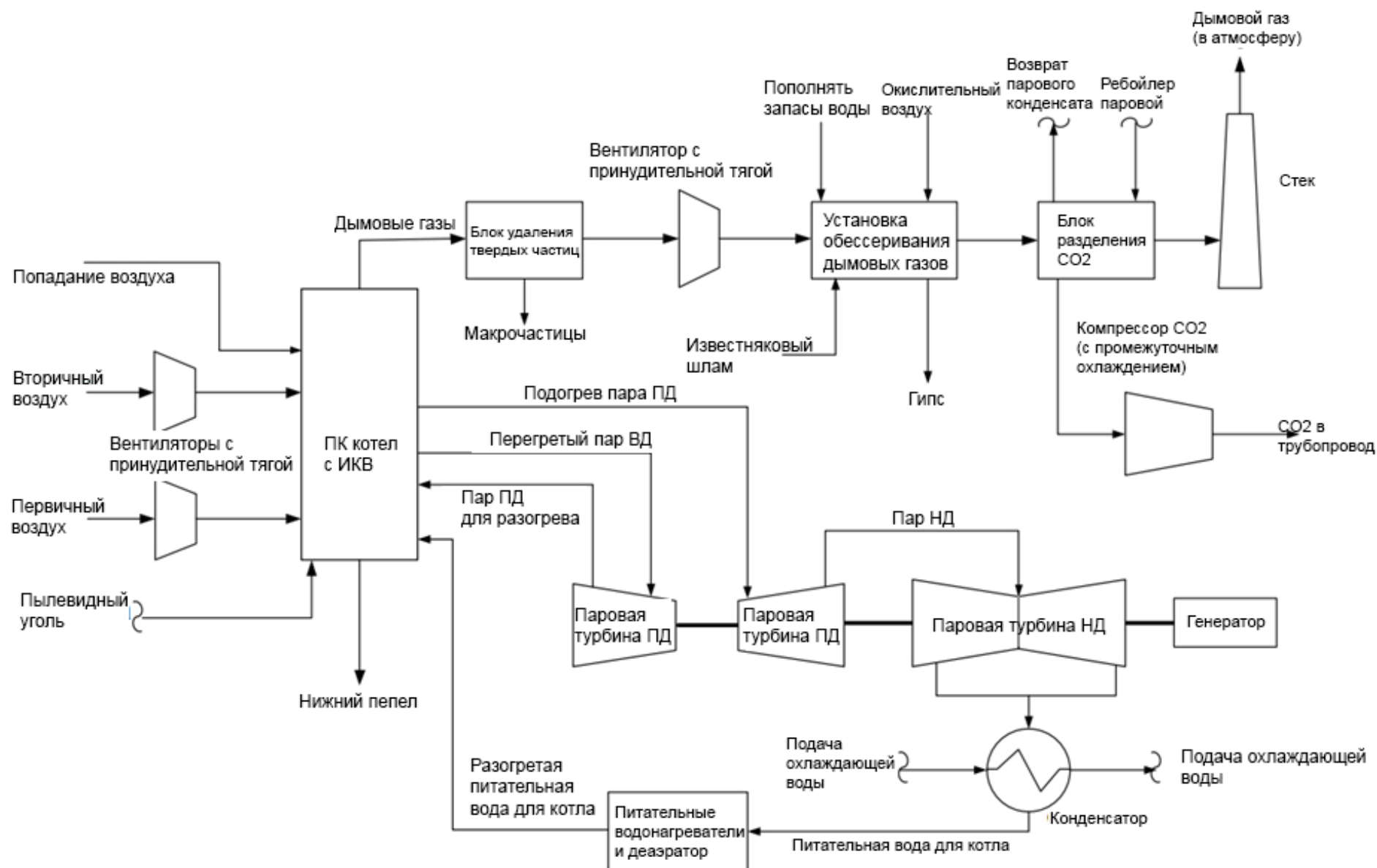


РИСУНОК 8.13 Центральная электростанция со сверхкритическим паром по циклу Ренкина

BFW после деаэрации и предварительного нагрева в регенеративных нагревателях питательной воды дополнительно нагревается в экономайзере, расположенном внутри котла. Затем он поступает в стенки труб печи, образуя сверхкритический пар. Обратите внимание, что в сверхкритическом котле пароводяной сепаратор (паровой барабан) не требуется, и BFW протекает через бойлер однократно (тогда как в случае докритического котла BFW входит в паровой барабан, откуда он распределяется по трубам котла, в которых часть BFW изменяет фазу, и пар вместе с неиспарившимся BFW возвращается в паровой барабан для разделения двух фаз). Затем пар поступает в первичный пароперегреватель, расположенный в конвекционном проходе, за которым следует первая ступень регулирования расхода воды, а затем в пароперегреватель, который состоит из плоских панелей труб, расположенных в верхней секции печи, подвергаемой воздействию высокой температуры так, что теплообмен происходит преимущественно за счет излучения. Затем пар проходит через вторую ступень управления, затем в перегреватель с промежуточной температурой, за которым следует конечный перегреватель. Пар, возвращающийся из секции высокого давления турбины, проходит через первичный нагреватель, за которым следует межступенчатое обслуживание в поперечном трубопроводе, который подает пар в конечные баки нагревателя, а затем выходит в секцию промежуточного давления турбины. Межступенчатое обслуживание при перегреве и повторном нагреве используется для обеспечения контроля температуры во время изменений нагрузки. Газ, выходящий из экономайзера, поступает в нагреватель воздуха для горения, который обычно представляет собой нагреватель регенеративного типа, в котором тепло передается от горячего дымового газа в среду для аккумулирования тепла, а затем в воздух для горения; распространенный тип, являющийся роторным нагревателем Юнгсторма. Также используются рекуперативные воздушнонагреватели, которые состоят из передачи тепла непосредственно от горячего дымового газа воздуху для горения по трубам теплообменника. Дымовые газы затем поступают в блок SCR для контроля NO_x, за которым следует рукавный фильтр для контроля PM. Дымовой газ затем поступает в вытяжной вентилятор, чтобы обеспечить давление, необходимое для протекания через нижнюю ДДГ. Затем дымовой газ охлаждается прямым контактом с водой, чтобы снизить энергопотребление воздуходувки, которая обеспечивает давление, необходимое для прохождения через абсорбер CO₂ и промывочную колонну, прежде чем дымовой газ поступит в дымовую трубу.

Металлургия для каждой из услуг по теплопередаче будет отличаться в зависимости от расчетной температуры / давления и коррозионной природы окружающей среды, которой подвергается каждая служба, как на отходящем газе / золе, так и на сторонах BFW / пара.

8.7.3.2 Паровая турбина Паровая турбина состоит из секции высокого давления, секции среднего давления и двух секций конденсации низкого давления, каждая из которых имеет двойной поток (Пар делится между двумя секциями турбины, построенными «вплотную» в два потока пара, вытекающих друг от друга и выходящих с противоположных сторон), чтобы ограничить длину лопастей ступени низкого давления, удельный объем и общую скорость потока пара, являющегося высоким. Каждая секция (высокое давление, промежуточное давление и низкое давление), заключенная в отдельный кожух под давлением, установлена на общем валу, приводящем генератор с водородным охлаждением. Обмотки статора генератора охлаждаются с помощью замкнутой системы водоснабжения, которая включает циркуляционные насосы для воды и теплообменники (кожухотрубные или пластинчатого типа). Подшипники турбины смазываются масляной системой под давлением с водяным охлаждением с обратной связью.

Способ отвода тепла от замкнутых систем в окружающую среду зависит от конкретно используемой системы отвода тепла, о которой речь идет далее в этой главе. Турбинные валы герметично закрыты от утечки воздуха или утечки пара («выброс») с помощью лабиринтного сальника, соединенного с паровой системой уплотнения низкого давления. Перегретый пар высокого давления из котла поступает в секцию высокого давления турбины при 24,1 МПа / 593°C (3500 фунтов / кв. Дюйм / 1100 ° F), а нагретый пар из котла поступает в секцию среднего давления турбины при 593°C (1100 ° F). После прохождения через секцию промежуточного давления пар поступает в перекрестную трубу, подающая пар в две секции низкого давления, которые выходят в поверхностный конденсатор под вакуумом, причем это отрицательное давление устанавливается температурой охлаждающей среды,

используемой в конденсаторе.

Существует множество способов отвода тепла от поверхностного конденсатора и других секций установки в зависимости от условий на месте и экономических параметров, о чем написано в главе 7. Градирни (представленные в главе 5 с точки зрения массы и теплопередачи) могут использоваться там, где пресная вода доступна в качестве подпитки для градирен. Поток воздуха через градирню может быть вызван механическими средствами (с помощью вентиляторов) или вызван естественной циркуляцией. Башни с механической тягой имеют меньшие капитальные затраты, но более высокие требования к электрической мощности (для работы вентилятора) по сравнению с градирнями с естественной тягой. Когда установка расположена близко к большой массе воды, часто используется однократное охлаждение, но если вода солоноватая или морская, то следует выбирать подходящие материалы для теплообменников, такие как титан. Теплообменники с воздушным охлаждением используются в сухих местах, но эффективность первого закона установки снижается, так как рабочее давление поверхностного конденсатора должно быть увеличено из-за более высокой температуры охлаждающей среды (в данном случае воздуха) и из-за необходимости большой температуры внутри конденсатора, чтобы компенсировать плохой коэффициент теплопередачи воздуха (по сравнению с охлаждающей водой).

Когда охлаждающая вода подается влажными градирнями, работающими в условиях окружающей среды ISO, при температуре сухой колбы 15°C и относительной влажности 60%, соответствующая температура подачи охлаждающей воды может составлять всего 15°C (при температуре приближения ~ 4°C к ISO температура влажной колбы, т.е. на ~ 4°C выше температуры влажной колбы). Соответствующее рабочее давление для поверхностного конденсатора может быть таким низким, как 4,8 кПа, при этом поддерживая разумное повышение температуры охлаждающей воды примерно на 11°C и приемлемую температуру сжатия 5–6°C в поверхностном конденсаторе.

Подпитка BFW к паровому циклу состоит из деминерализованной воды, поскольку пар генерируется при высоком давлении. Деминерализатор состоит из исходного картриджного фильтра, за которым следует мембранный узел обратного осмоса (RO), и, наконец, блока электродеионизации, в котором используется электролитическая ячейка для отделения оставшихся растворенных ионов. Частично очищенная вода, выходящая из блоков RO, проходит между анодом (положительный электрод) и катодом (отрицательный электрод) и ионоселективными мембранами, которые позволяют положительным ионам мигрировать в направлении отрицательного электрода, в то время как отрицательные ионы мигрируют в направлении положительного электрода, в результате чего в деионизированной воде высокой чистоты. Эта подпитка BFW необходима, поскольку небольшая часть воды / пара вытекает из паровой турбины, а также небольшая часть пара выпускается из деаэратора, используемого для удаления растворенных газов, таких как O₂ и CO₂, которые могут сделать воду агрессивной для нижестоящего оборудования.

Кроме того, в BFW впрыскивается химический нейтрализатор O₂, который также может быть пассиватором металла. Примерами поглощающих химических веществ являются гидразин (который, однако, выходит из-за его канцерогенного характера), гидрохинон, диэтилгидроксилламин, метилэтилкетоксим, карбогидразид и эриторбиновая кислота. Деаэратор также функционирует в качестве регенеративного нагревателя, использующего пар непосредственно для предварительного нагрева BFW в дополнение к процессу удаления, необходимому для удаления растворенных газов.

8.8 ПРИМЕНЕНИЕ РАСТИТЕЛЬНОЙ БИОМАССЫ В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГИИ ПРИ РЕАКЦИИ ГОРЕНИЯ

Основным стимулом для использования растительной биомассы при производстве энергии, является близкий к CO₂ нейтралитет биомассы, культивируемой устойчиво или извлекаемый в виде остатков и отходов. Эти ресурсы могут быть достаточно большими, чтобы оказать существенное влияние на снижение зависимости от ископаемого топлива с высоким содержанием такого углерода как уголь. Сжигание, сопровождаемое паровым циклом Ренкина, является наиболее зрелой технологией, доступной в настоящее время для энергетических установок на основе биомассы, и повышение эффективности, выбросов и стоимости будет способствовать использованию этого ресурса.

8. 8.1 Характеристика состава подачи

Полученная из растений биомасса отличается от обычного ископаемого топлива физической структурой, химической структурой и, поскольку она «живая» при сборе, имеет высокое содержание влаги, то вода необходима для жизни и присутствует в клеточных структурах и на ее поверхности. Содержание влаги варьируется в зависимости от вида, местоположения, времени года и практики обращения с естественными уровнями в диапазоне от 30% до более чем 65%. Таким образом, и как видно из данных, представленных в таблице 1.6, биомасса может иметь значительно более высокое содержание влаги, чем угли высокого ранга. Хотя биомасса может сжигаться с содержанием влаги до 60%, особенно предпочтительно с точки зрения эффективности проводить предварительную сушку топлива с использованием более низкой температуры тепловой энергии из системы вместо ее химической энергии, как в случае, когда влажная биомасса непосредственно сжигается без подсушки. Испытание на сжатие пара с помощью лигнита может быть применено к биомассе. Операция сушки состоит из сжатия испаряющегося водяного пара и последующего использования его скрытого тепла для обеспечения тепла для сушки (Schippers, 2010). Сжатие увеличивает потребление электроэнергии, но общая полезная эффективность системы может быть выше. Качество скрытой теплоты сжатых паров повышается и становится полезным. Этот сжатый пар подается в теплообменные трубки, расположенные внутри сушилки с псевдоожиженным слоем, чтобы обеспечить тепло для сушки. Этот тип технологии сушки, состоящий из «теплового насоса», повышает качество тепловой энергии, содержащейся в испаряемых водяных парах, благодаря использованию гораздо более качественной механической энергии в компрессоре пара. Обратите внимание, что это согласуется со вторым законом термодинамики, обсуждаемым в главе 2, при условии, что общее качество энергии, выходящей из системы, меньше, чем поступающей в систему.

Биомасса растительного происхождения имеет высокое содержание «летучих веществ»; до 70–80% в сухой древесине, которая выделяется из структуры древесины при нагревании до относительно низких температур, примерно 260°C или 500°F (баланс равен «фиксированный углерод» или «полукокс» с небольшим количеством золы).

Из-за высокого содержания летучих веществ во время хранения может происходить самовозгорание сухой биомассы и потребоваться система инертного газа в бункерах или бункерах для хранения. Другой характеристикой биомассы по сравнению с ископаемым топливом является низкая плотность энергии (еще хуже с необработанной биомассой), что делает транспортировку на большие расстояния непомерно высокой и требует, чтобы растение, использующее это сырье, было расположено близко (<50 миль) к ресурсу.

Составляющие золы растительной биомассы включают щелочи, такие как K, которые понижают температуру плавления золы, что приводит к зашлаковке и загрязнению теплообменных трубок в котлах. Некоторые растительные биомассы содержат гораздо более высокую концентрацию хлоридов, чем многие угли, которые образуют коррозионные отложения на теплообменных трубах в котле. Твердые биомассы являются менее рыхлыми, чем угли, но сушка биомассы увеличивает ее рыхлость и снижает требования к мощности измельчения. Подход, который исследуется для увеличения как ломкости, так и плотности энергии, представляет собой торрефикацию (Тумулуру и соавт., 2011), включающую мягкий пиролиз, при котором биомасса нагревается в отсутствие O₂ до температур разложения, так что часть летучего вещества удаляется, оставляя уголь довольно рыхлым. Недостатком этого подхода является то, что газ, содержащий гудроны и масла, производится и требует их удаления до того, как газ можно сжать и использовать, в дополнение к тому, чтобы что-то делать с гудронами и маслами, например, обрабатывать их отдельно, если только они не сжигаются.

Большинство биомасс имеют более низкое содержание S и Hg, чем уголь, на единицу энергии и могут избежать платы за утилизацию отходов, образующихся в результате однократных процессов, используемых для улавливания SO_x или Hg. Сельскохозяйственная биомасса имеет более высокое содержание K, что может привести к более высоким выбросам твердых частиц, усилению коррозии золы и отложений. Котельные, работающие на твердых бытовых отходах, древесных отходах и сносе древесины, должны быть спроектированы с эффективной очисткой дымовых газов для

борьбы с токсичными загрязнителями, такими как тяжелые металлы и соединения хлора, включая диоксины и фураны.

Компоненты затрат, которые следует учитывать для биомассы в качестве топлива, представляют собой метод сбора, который является одним из самых больших затрат на лесные и сельскохозяйственные отходы; это может быть 20–25% от стоимости доставки. Кроме того, следует принимать во внимание расходы, связанные с транспортировкой и хранением, хранятся ли они там, где они были собраны или в месте использования.

8.8.2 Котлы на биомассе

Из-за огромного разнообразия характеристик биомассы предлагается ряд конструкций котлов. Наиболее часто используются котлы с решеткой и кипящим слоем, аналогичные котлам, описанным для сжигания угля. Системы с недостаточной подачей, как правило, подходят для небольших систем и для малозольного топлива, таких как щепа и опилки, из-за проблем с удалением золы. Пузырьковые псевдоожиженные слои обычно подходят для конструкций, превышающих 10 МВт, в то время как циркулирующие псевдоожиженные слои больше подходят для более крупных (> 30 МВт).

8.8.3 Совместное сжигание биомассы в котлах на угольном топливе

Из-за низкой плотности энергии (и распределенного ресурса) транспортировка биомассы, собранной из разных мест на центральную станцию на большие расстояния, делает ее экономически невыгодной.

Таким образом, желательно, чтобы электростанция, работающая на биомассе, была расположена в непосредственной близости от исходного сырья, но это может ограничить размер установки, и экономия от масштаба крупной установки не может быть использована для снижения удельных капитальных затрат. Один из вариантов заключается в том, чтобы покрывать биомассу углем на электростанции типа центральной станции, расположенной рядом с источником биомассы. Дополнительным преимуществом совместного сжигания сельскохозяйственной биомассы с углем является то, что сезонная доступность этого ресурса биомассы не будет основным препятствием для его использования; за счет строительства установки, рассчитанной на сжигание различных пропорций угля и биомассы, использование мощностей установки может быть увеличено за счет скорости подачи угля на установку в периоды, когда запас ресурсов биомассы низок (при условии, что корм системы обработки для двух видов сырья имеет надлежащие размеры).

Совместное сжигание различных видов биомассы, таких как травянистые, а также древесные виды (остатки и энергетические культуры) с различными типами углей (бурый, суббитумный, битумный), а также нефтяного кокса, было продемонстрировано в промышленных масштабах в различных типах котлов, таких как тангенциально запущенные, настенные и циклонные котлы. Технические проблемы, связанные с сжиганием биомассы, связаны с различиями в плотности энергии, характеристиках золы и хрупкости по сравнению с углем и должны быть тщательно учтены при проектировании оборудования для коммерческой эксплуатации. Поскольку и теплотворная способность, и объемная плотность биомассы значительно ниже, чем у угля, для установок, работающих с биомассой, требуются системы отгрузки, хранения и обращения с топливом на месте, которые непропорционально выше по сравнению с углем на основе относительного теплового вклада. Связывание (уменьшение размера частиц) биомассы приводит к получению хрупкого и волокнистого продукта, и, как правило, невозможно уменьшить его размер или форму, аналогичные частицам угля. Частицы биомассы имеют тенденцию быть более крупными и с большими пропорциями, что создает проблемы для пневматической подачи топлива в котел. Крупные и асферические частицы также могут создавать проблемы для эффективности сгорания. Многие виды древесных отходов образуют относительно небольшие отложения, но травянистые материалы дают более высокие скорости осаждения золы, что также может быть довольно агрессивным. Было показано, что выщелачивание щелочи (солей калия) и хлоридов водой уменьшает эту проблему, связанную с золой, но затем необходимо очистить воду для извлечения этих солей, чтобы минимизировать расход

воды из подпитки и сброса, а также любую продувочную воду из сточных вод. Система должна быть обработана в соответствии с экологическими требованиями. Кроме того, обработанная биомасса из этого процесса выщелачивания будет насыщаться водой, увеличивая нагрузку при сушке.

8.8.4 Состав выбросов

SOx обычно не является проблемой из-за низкого содержания серы в большинстве биомасс. Поскольку биомассы обычно содержат больше влаги, чем уголь, даже после сушки, пиковые температуры пламени могут быть ниже, что приводит к снижению теплового образования NOx. Древесная биомасса также имеет более низкое содержание азота, чем многие угли, которые также могут уменьшить NOx топлива.

Пример 8.3. Котельная на лигнитном топливе (без FGD) с характеристиками топлива, показанными в таблице 1.4, перерабатывается для сжигания древесной биомассы с характеристиками, показанными в таблице 1.6. Рассчитать сокращение выбросов SOx на основе сгоревшего HHV из-за переключения топлива, предполагая, что ни одна из серы не остается в золе.

ТАБЛИЦА 8.3 SOx выбросы из биомасс и бурого угля

Сырье	Древесная биомасса	лигнит
Сера, весовая доля	0.0002	0.0063
Теплотворная способность, HHV (кДж / кг)	9813	15,391
Молекулярный вес S	32.07	
Содержание S в сырье (к моль / 103 МДж)	0.000636	0.012766
Выброшенный SOx (к моль / 103 МДж)	0.000636	0.012766
Уменьшение SOx (%)	95.02	

Решение

Расчеты для двух видов сырья приведены в таблице 8.3. Как видно, переход на биомассу с низким содержанием серы значительно снизит выбросы SOx. Однако, влияние перехода на биомассу должно быть тщательно рассмотрено, принимая во внимание изменения, требуемые для котла, а также влияние на тепловые характеристики и расход мощность установки. Расходы, связанные со сбором и транспортировкой биомассы, которая может быть распределенным ресурсом и имеет низкую плотность энергии для центрального объекта, также должны быть приняты во внимание.

8.9 ПРИМЕНЕНИЕ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ (ТБО) В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГИИ РЕАКЦИЕЙ ГОРЕНИЯ

Твердые бытовые отходы (ТБО) могут напрямую сжигаться в качестве топлива с минимальной переработкой, известной как массовое сжигание, или могут подвергаться предварительной обработке перед непосредственным сжиганием в качестве топлива, полученного из отходов (RDF). Обе эти технологии предоставляют возможность для выработки электроэнергии, обеспечивая альтернативу захоронению или компостированию ТБО. В отличие от многих других видов топлива, ТБО имеет отрицательную цену («сбор за чаевые»), которая сопоставима с платой за утилизацию мусора на свалке.

Из-за очень неоднородного и пахучего характера ТБО, системы приема и обработки корма на установке по утилизации энергии ТБО существенно отличаются, например, от утилизации на угольной энергетической установке. Прибывающие грузовики, ввозящие ТБО, складывают мусор в ямы, где краны смешивают мусор и удаляют любые громоздкие или крупные негорючие предметы, такие как крупные приборы. Помещение для хранения мусора поддерживается под вакуумом, чтобы предотвратить выход запахов.

8.9.1 Котлы - утилизаторы ТБО

Отходы загружаются в загрузочные бункеры котлов с помощью кранов, и котлы

состоят из решетчатых систем. Другие типы камер сгорания, такие как вращающиеся печи, печи с несколькими печами и псевдоожиженные слои, рассматривались или применялись, но в ограниченной степени. Одна форма решетки стокера, используемая в этой заявке, имеет решетку, наклоненную вниз и состоящую из чередующихся рядов неподвижных и движущихся решеток.

Решетки поднимаются вверх против естественного движения отходов вниз. Это гарантирует, что горящие отходы непрерывно перемешиваются и отодвигаются назад, чтобы служить в качестве нижнего огня для только что подаваемых отходов. Вентилятор с принудительной тягой подает первичный воздух для горения под решетку, а воздух, поступающий через огонь, впрыскивается через переднюю и заднюю стенки печи. В то время как газообразные продукты сгорания проходят через котел, остаток золы медленно направляется к концу решетки, где он попадает в желоб для закалки водой.

8.9.2 Контроль за составом выбросов

Системы сжигания ТБО включают оборудование для контроля загрязнения воздуха, подобное угольной установке для контроля SOx, NOx, ТЧ и Hg, но требуется модифицированное или дополнительное оборудование, предназначенное для удаления хлоридов, фуранов и диоксинов.

8.9.2.1 Процесс сухой очистки Сухой процесс FGD, состоящий из впрыскивания известкового шлама в дымовой газ (выше по потоку от устройства управления РМ) в дополнение к улавливанию SOx, также захватывает HCl путем образования соответствующей соли. Получающийся в результате ТЧ может затем быть захвачен нижним рукавом; 95% выделенного Hg может быть захвачено путем ввода активированного угля, который также может захватывать некоторые из диоксинов и фуранов. В этих случаях предпочтительным устройством контроля содержания РМ является рукавный фильтр, поскольку брикет, состоящий из сорбента FGD и накопления активированного угля на поверхности мешков, обеспечивает дополнительное время пребывания для удаления загрязняющих веществ. Контролируемое высокотемпературное горение при температуре выше 1100°C может разрушить значительную часть диоксинов в печи. Образование NOx может быть минимизировано с помощью средств управления сгоранием, и выбросы NOx могут быть дополнительно уменьшены с помощью SNCR. Вместо этого можно использовать SCR для восстановления NOx, который в сочетании с катализатором окисления может одновременно разрушать диоксины и фураны путем каталитической реакции с доступным O₂ в дымовых газах (Финочио и соавт., 2006). Также разрабатываются специальные катализаторы для разрушения диоксинов (Лилджелинд и соавт., 2001), которые можно использовать, когда SCR не используется. Одна предложенная технологическая концепция заключается в добавлении сотовых каталитических модулей для разрушения диоксинов над каждым отсеком тканевого фильтра.

Присутствие CO, CH₄ и других органических соединений, являющихся продуктами неполного сгорания, может быть сведено к минимуму благодаря правильной конструкции системы сгорания.

8.9.2.2 Процесс мокрой очистки Влажная очистка дымовых газов может использоваться для удаления кислотных компонентов, металлов и диоксинов. Дымовой газ после рекуперации тепла поступает в рукавную камеру, чтобы сначала удалить частицы, а затем HCl удаляется путем промывки водой, и вода, насыщенная HCl, может быть дополнительно обработана для восстановления HCl или ее нейтрализации. SOx удаляется промывкой известковой суспензией. Как HCl, так и гипс (образующийся при окислении сульфитов и бисульфитов из ФГД) могут быть товарными побочными продуктами в зависимости от произведенного количества. Технология ADIOX® (Андерсон и соавт., 2003) состоит в изготовлении упаковочного материала, используемого в мокрых скрубберах, таких как мокрый FGD и процессы очистки HCl, из полимерного материала, состоящего из полипропилена, легированного углеродными частицами.

Углеродные частицы, имеющие отношение к диоксинам, необратимо захватывают его путем абсорбции / адсорбции.

Твердые остатки от процесса сгорания - это остаток золы, собранный на дне камеры

сгорания, и летучая зола, которая выходит вместе с дымовыми газами. Комбинированная зола и дополнительные твердые вещества, образующиеся в процессе FGD, обычно составляют 20-25% по массе от исходного мусора, подаваемого на установку, и значительно плотнее, что приводит к значительному снижению потребности на свалке для его захоронения. Однако, в зависимости от состава ТБО, этот остаток золы может считаться или не считаться опасным материалом и, если он опасен, должен быть размещен на полигонах, предназначенных и классифицированных для обращения с такими отходами. Отверждение цемента применяется для удаления летучей золы из угля, но не может использоваться для летучей золы, получаемой из ТБО, из-за высокой концентрации соединений хлора, присутствующих в форме диоксинов и / или хлоридов щелочных металлов. Более разумным подходом было бы предотвращение попадания в систему источников в ТБО, которые создают опасные остатки. Обработка золы, чтобы сделать ее не выщелачиваемой (например, путем стеклования) и неопасной, должна быть исследована. Если остаток неопасен, он может быть смешан с почвой для использования в качестве покрытия свалки или, возможно, продан в качестве заполнителя тротуара.

8.9.2.3 Отработанное топливо RDF обычно состоит из гранулированных или измельченных («пух») ТБО и является побочным продуктом операции восстановления ресурса, состоящей из отделения черных металлов, стекла, песка и других негорючих материалов от ТБО. Оставшийся материал затем продается как RDF, и обычно как установка для переработки RDF, так и установка для сжигания RDF располагаются в непосредственной близости друг к другу, чтобы минимизировать транспортировку этого топлива с низкой удельной энергией.

8.10 НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ЦИКЛЫ

Многие старые химико-технологические установки имеют низкотемпературное «отработанное» тепло, которое просто выбрасывается в окружающую среду. В зависимости от температуры и количества этой теплоэнергии, которая будет выбрасываться, может быть экономически выгодно с учетом сегодняшних цен на энергоносители и экологических проблем генерировать электроэнергию с использованием этого ресурса. Даже на новых установках, опять же в зависимости от температуры и количества тепловой энергии, ее восстановление для выработки электроэнергии может быть экономичным, поскольку для отвода тепла также требуется оборудование и оно не является бесплатным. С точки зрения устойчивости, утилизация отработанного тепла дает возможность производить экологически чистое электричество (в отношении выбросов в атмосферу, включая выбросы парниковых газов и тепловое загрязнение при сохранении природных ресурсов).

8.10.1 Органический цикл Ренкина (ОЦР)

Органическая жидкость с низкой температурой кипения по сравнению с водой используется в качестве рабочей жидкости в циклах Ренкина для выработки энергии из низкотемпературных источников тепла. В таких жидкостях изменение фазы от жидкости к пару происходит при давлениях, значительно превышающих давление воды при данной температуре, что позволяет использовать более компактное оборудование (турбина, теплообменники, трубопроводы и клапаны), а также обеспечивает пространство для перепадов давления, связанных с этим оборудованием. Конструкция турбины также упрощается, не требуя множества стадий расширения для получения разумной изэнтропической эффективности, когда используется жидкость с более высокой молекулярной массой (по сравнению с H_2O), которая обычно имеет место с органическими соединениями (обычно используются углеводороды и хладагенты), важно учитывать при работе с небольшими приложениями. Таким образом, органический цикл Ренкина (ORC) полезен не только для низкотемпературных применений тепла, но также для небольших биомасс, геотермальных и солнечных прудов.

8.10.1.1 Выбор рабочей жидкости Рабочая жидкость, в дополнение к оптимальным характеристикам с термодинамической точки зрения, должна быть безопасной в обращении (с точки зрения токсичности и воспламеняемости) и иметь низкое воздействие на окружающую среду, например, из-за истощения озонового слоя и потенциалов глобального

потепления в случае утечки. (Уплотнения турбины должны быть спроектированы так, чтобы избежать или минимизировать утечки из вала). Другие характеристики включают низкую температуру замерзания, высокую температуру химической стабильности, коррозионную активность по отношению к обычной углеродистой стали, так что дорогая металлургия не требуется, и высокую скрытую теплоту испарения, так что требуемая скорость потока, размер оборудования и потребление мощности насоса уменьшены.

Как правило, ORC разработаны с минимальным перегревом, если таковой имеется, рабочей жидкости, поступающей в турбину, поскольку либо источники тепла не имеют широкого температурного диапазона, чтобы оправдать его с термодинамической точки зрения, либо слишком малы, чтобы оправдать добавление другого тепла теплообменник (перегреватель) с точки зрения стоимости и простоты. Однако выгодно избегать попадания в двухфазную область во время расширения в турбине, чтобы избежать эрозии лопаток турбины. Часто верхний предел может быть установлен для входного давления турбины на основе таких критериев, как максимальное рабочее давление для беспилотной установки (для небольших установок может потребоваться беспилотная эксплуатация, чтобы сделать это экономически целесообразным). В таких случаях при заданном соотношении давления турбины выхлоп из турбины, даже без перегрева входного потока, может иметь температуру, намного превышающую температуру отвода тепла, и регенеративный нагреватель для восстановления тепла от выхлопа может быть оправдан. Такой цикл изображен на Рисунке 8.14, где органическая жидкость, покидающая конденсатор, предварительно нагревается перед выхлопом турбины перед поступлением в испаритель.

Выгодно выбирать условия цикла (условия на входе в турбину и отношение давления) таким образом, чтобы выпуск от турбины находился выше давления окружающей среды, чтобы уменьшить размер оборудования после турбины.

В тех случаях, когда диапазон температур источника тепла велик, можно использовать сверхкритический цикл Ренкина или бинарную смесь, в которой температура пузырька меняется в зависимости от состава, обсуждаемого в разделе геотермальной энергии в главе 12.

Наконец, если термостабильность является проблемой для рабочей жидкости в случаях, когда температура источника тепла достаточно высока, чтобы вызвать чрезмерные температуры стенок трубки, приводящие к разложению органической жидкости, можно использовать теплопередачу или термическую жидкость, так что тепло от источника передается теплоносителю, который, в свою очередь, передает тепло при более низкой температуре рабочей жидкости во втором теплообменнике.

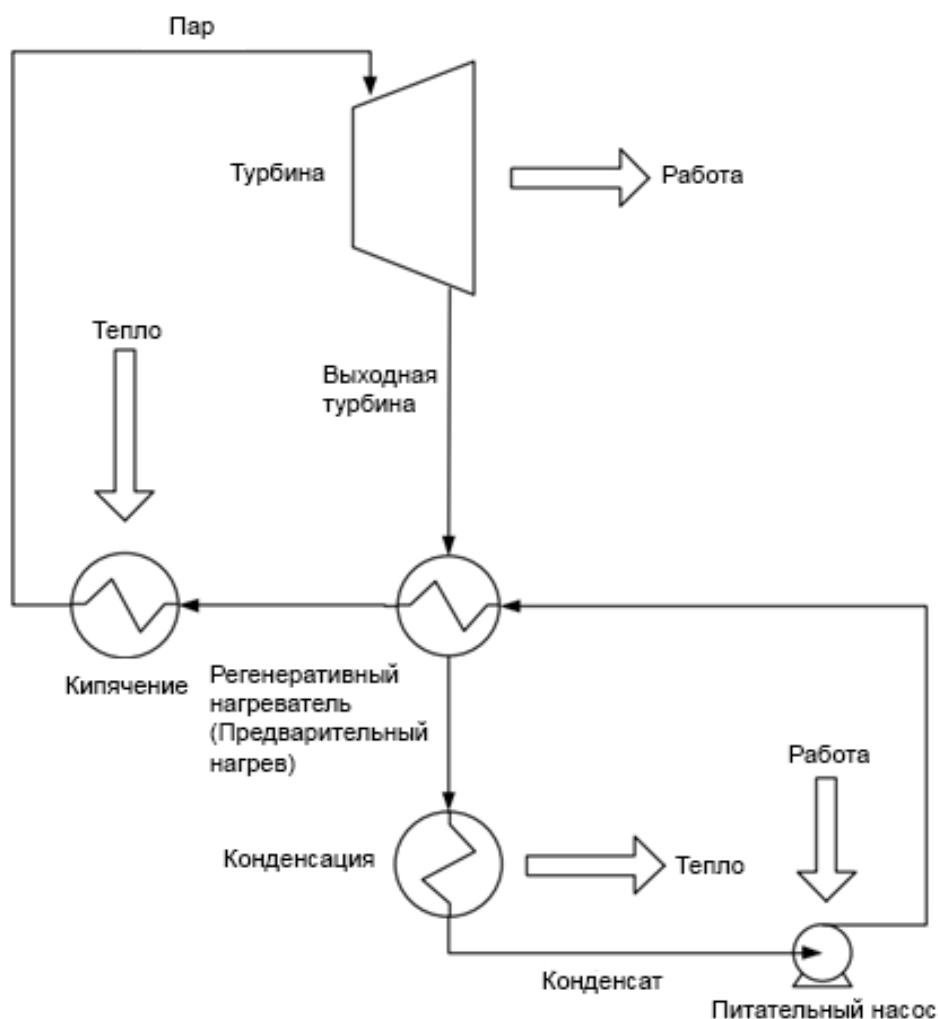


РИСУНОК 8.14 ОРЦ с регенеративным нагревателем

Различные жидкости, состоящие из нефтяных масел, а также синтетических жидкостей на основе кремния, являются коммерчески доступными.

ЛИТЕРАТУРА

- Andersson S, Kreis S, Hunsinger H. Innovative material technology removes dioxins from flue gases. *Filt Sep* 2003;40(10):22-25.
- Black J. Cost and performance baseline for fossil energy plants, volume 1: Bituminous coal and natural gas to electricity. U.S. Department of Energy Report; 2010. Report nr. DOE/ NETL-2010/1397. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy.
- Chapel DG, Mariz CL, Ernest J. Recovery of CO₂ from flue gases: Commercial trends. Canadian Society of Chemical Engineers Annual Meeting; October 4-6, 1999; Saskatoon, Saskatchewan, Canada.
- Finocchio E, Busca G, Notaro M. A review of catalytic processes for the destruction of PCDD and PCDF from waste gases. *Appl Catal B Environ* 2006;62(1):12-20.
- Keenan JH, Keyes FG, Hill PG, Moore JG. *Steam Tables: Thermodynamic Properties of Water Including Vapor, Liquid, and Solid Phases*. New York: John Wiley & Sons, Inc.; 1969.
- Liljelind P, Unsworth J, Maaskant O, Marklund S. Removal of dioxins and related aromatic hydrocarbons from flue gas streams by adsorption and catalytic destruction. *Chemosphere* 2001;42(5):615-623.
- Pierce RR. Estimating acid dewpoints in stack gases. *Chem Eng* 1977;11:125-128.
- Schippers F. High efficiency with lignite—Experience with lignite drying at Niederaussem. Prepared by RWE Power, IEA Workshop; October 2010; Moscow, Russian Federation. p 25-27.
- Tumuluru JS, Sokhansanj S, Hess JR, Wright CT, Boardman RD. A review on biomass torrefaction process and product properties for energy applications. *Ind Biotechnol* 2011;7(5):384-401.

9

СИСТЕМЫ, РАБОТАЮЩИЕ ПО КОМБИНИРОВАННОМУ ЦИКЛУ БРАЙТОНА-РЕНКИНА

9.1 Комбинированный цикл

Комбинированный цикл последовательно объединяет два цикла энергетических установок для получения общей производительности, значительно превышающей частичный коэффициент полезного действия двух циклов, составляющих комбинированный цикл. На рис. 9.1 показана упрощенная схема потоков энергии в системах с одним циклом (например, основной цикл газовой турбинной установки, описанный в главе 6, не включающий стадии промежуточного охлаждения, повторного нагрева или рекуперации, то есть простой цикл) и с комбинированным циклом. Как показано на этой схеме, для простого цикла с производительностью по первому закону 40%, при подаче 100 единиц энергии топлива, вырабатывается 40 единиц электрической энергии, при этом отводится 60 единиц энергии, не преобразованной в электроэнергию (в основном, через выхлопной газ). Комбинированный цикл состоит из установки второго или «утилизационного» цикла производительностью по первому закону 30%, последовательно объединяемого с предыдущим циклом производительностью 40%. Это дает дополнительно 18 единиц электрической энергии из энергии, сбрасываемой надстроечным циклом, в результате при таком комбинированном цикле общая производительность по первому закону достигает 58%. Обратите внимание на то, что в данном анализе не учитывались потери генератора, тепловые и механические потери, а также незначительные изменения производительности надстроечного цикла, когда давление выброса увеличивается на рекуперацию тепла для утилизационного цикла. Цикл Брайтона или газовая турбина используется для надстроечного цикла, а паровой цикл Ренкина – для утилизационного цикла в комбинированных циклах, обсуждаемых в этой главе, при этом к надстроечному циклу можно отнести поршневой двигатель или топливный элемент, как описано в главе 12, а к утилизационному: цикл Ренкина, в котором в качестве рабочей жидкости используется не пар, или даже газовую турбину, если надстроечный цикл обеспечивается топливным элементом.

Комбинированные циклы бывают разных размеров в зависимости от размера и количества используемых газовых турбин; размеры комбинированного цикла могут варьироваться от менее 10 МВт до более 500 МВт, например, при использовании одноцикловой газовой турбины GeneralElectricH - класса 50.

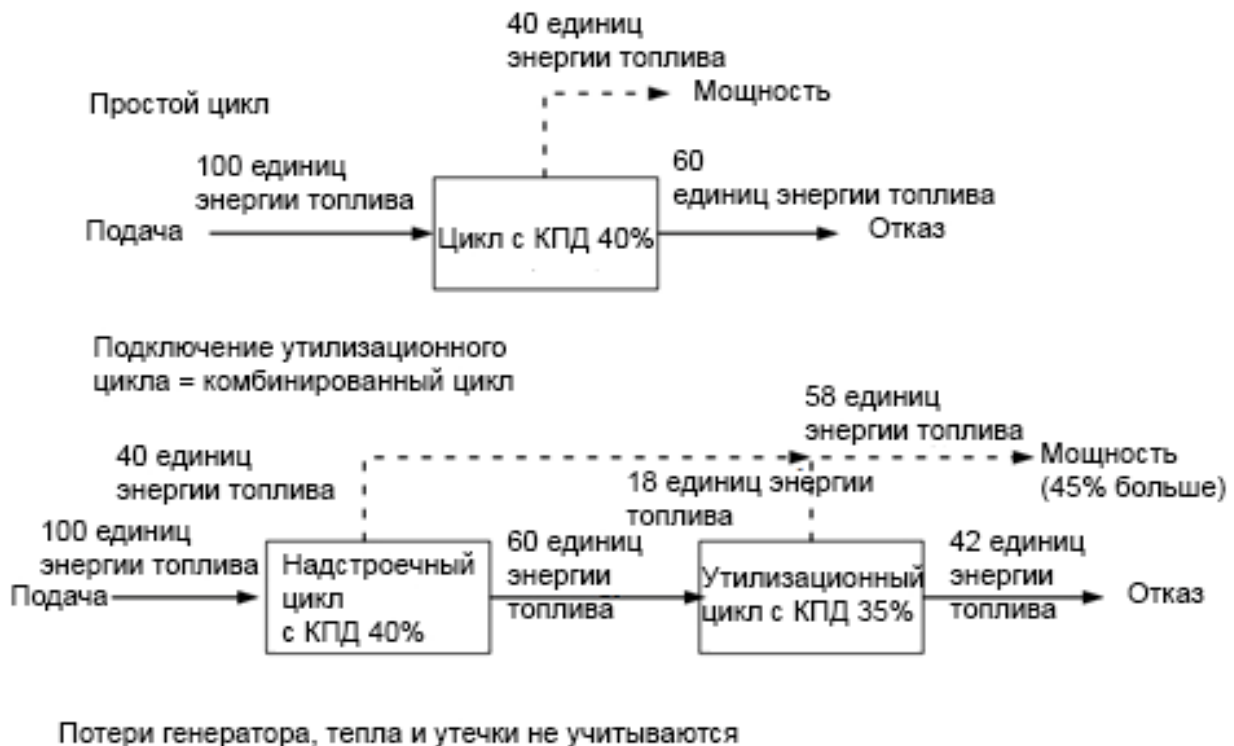


РИСУНОК 9.1 Поток энергии в простом и комбинированном циклах.

9.1.1 Использование газотурбинного цикла при комбинированных циклах

В большинстве применений с комбинированным циклом используется основная конфигурация цикла Брайтона или простой цикл, состоящий из адиабатического сжатия и расширения, а также подвода тепла в камеру сгорания при практически постоянном давлении. Оптимальный коэффициент давления газовой турбины в этом применении намного ниже, чем тот, который требуется для максимального теплового КПД газовой турбины с простым циклом. Возможен ряд изменений основной конфигурации цикла Брайтона, и среди всех вариаций, наиболее полезное применение комбинированного цикла включает в себя повторный нагрев на стадии расширения через вторую камеру сгорания, как описано в главе 6, при этом, промежуточное охлаждение также может быть впоследствии эффективно использовано, поскольку цикл повторного нагрева оптимизируется при общих высоких показателях давления в газовой турбине. Повторный нагрев повысит производительность цикла для заданной температуры на входе турбины либо понизит требуемую температуру на входе турбины для заданного теплового КПД. Стадии повторного нагрева и промежуточного охлаждения распылением изображена на рис. 9.2.



Рисунок 9.2 Стадии повторного нагрева и промежуточного охлаждения распылением в газовой турбине

9.1.2 Использование парового цикла при комбинированных циклах

Как генерация насыщенного пара, так и пароперегрев (процессы, которые используют, чтобы повысить КПД и снизить содержание влажности в выпуске отработавшего пара турбины, а также уменьшить связанный с влажностью износ лопаток и выпускного трубопровода) выполняются на выхлопе газовой турбины перед подачей в паровую турбину для расширения. Повторный нагрев пара возможно эффективно использовать, для установок с высокими температурами выхлопа газовой турбины, обычно выше 550°C , и в крупных паровых турбинах, которые обладают достаточной эффективностью для преобразования в работу значительной части тепловой энергии, поступающей в нагреватель. Количество тепла, рекуперированное из выхлопа газовой турбины и, следовательно, производимая работа ограничены «скачком» минимальной разности температур между источником тепла, выхлопом газовой турбины в данном случае и теплоотводом, водой для подпитки котла (BFW) в данном случае. Расчетный скачок минимальной разности температур, как правило, составляет $5-10^{\circ}\text{C}$, в зависимости от величины восстановленной энергии. Путем снижения давления пара, можно выработать больше пара, но термодинамический КПД преобразования восстановленного тепла в работу снижается, и, поэтому, для данной температуры выхлопа газовой турбины, существует оптимальное давление, посредством которого эффективность доводят до максимума. Альтернативно добавляют второй парогенератор, работающий под менее высоким давлением, который позволяет рекуперировать больше тепла и, соответственно, производить больше работы. Как перегретый пар высокого давления, так и пар низкого давления (который также может быть перегрет во избежание капельного уноса влаги) поступают в одну паровую турбину, каждый на соответствующей стадии. Таким образом, чтобы эффективность цикла и количество тепла, рекуперированного из выхлопа газовой турбины довести до максимальных значений, возможно получать пар при нескольких низких давлениях, но экономическое обоснование применения парового цикла с двойным или тройным давлением зависит от температуры выхлопа газовой турбины и размера установки. Сегодняшние крупные современные комбинированные циклы предусматривают стадию генерации пара при трех различных давлениях. Графики совокупного теплообмена между двумя жидкостями ΣQ , нанесенные на график в зависимости от температуры T двух рабочих

жидкостей для паровых циклов перегрева-нагрева одинарного и двойного давления, показаны на рис. 9.3. Можно видеть, как из области более низкой температуры рекуперируется дополнительное тепло путем добавления генерирования пара низкого давления.

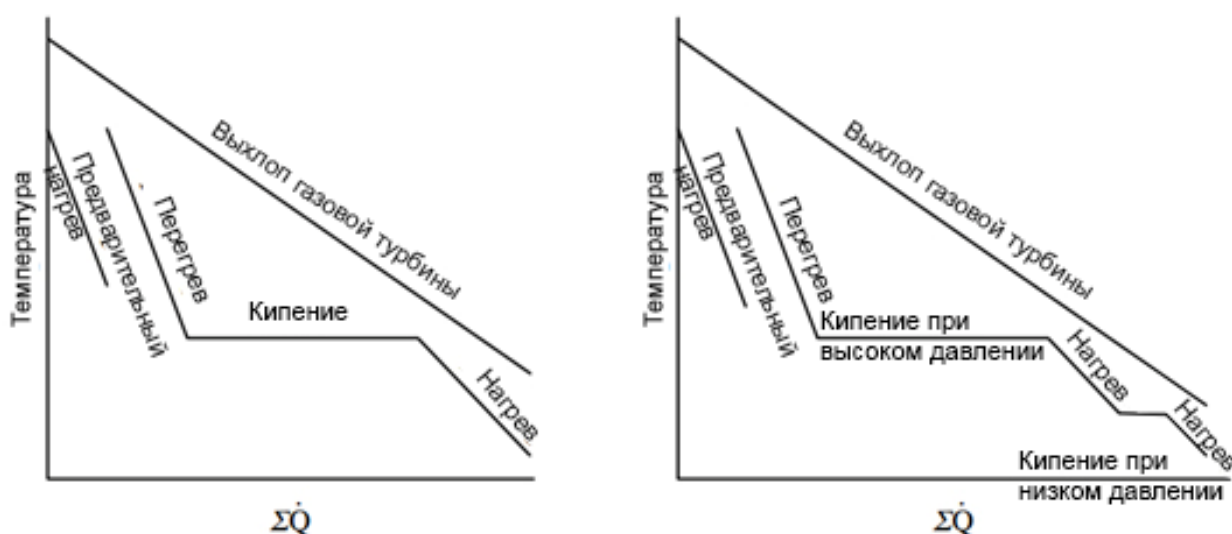


РИСУНОК 9.3 Диаграммы ΣQ и T для паровых циклов с одним и двумя давлениями

На рис. 9.3 показана вода, поступающая в испаритель при его температуре насыщения, что является идеализацией. На практике экономайзер предназначен для нагрева воды до температуры, которая обычно ниже ее температуры насыщения на 5–10°C в расчетной точке, чтобы избежать внезапного изменения фазы жидкости в пар, которое может произойти из-за падения давления на контроле клапана, расположенного на линии BFW между паровым барабаном и экономайзером, как описано в главе 8. Это также позволяет избежать кипения внутри экономайзера, особенно во время работы с частичной нагрузкой, а также во время запуска, поскольку эта «температура переохлаждения» (разница между температурой насыщения и фактической температурой жидкости) уменьшается. Однако можно считать, что BFW, поступающий в змеевик испарителя из парового барабана, находится при температуре насыщения, поскольку переохлажденный BFW, поступающий в барабан, нагревается до этой температуры, смешивая часть пара, выходящего из змеевика испарителя, обеспечивая это тепло конденсацией.

9.2. Агрегаты на природном газе

9.2.1. Описание комбинированного цикла для крупных установок

Газовая турбина с замкнутым контуром с паровым охлаждением в сочетании с циклом нагрева пара под тройным давлением (Смит, 2004) показана на рис.9.4 в виде технологической схемы, но без данных об оборудовании, которые обычно включены в технологические схемы. Некоторые современные газовые турбины используют этот тип охлаждения пара для охлаждения горячих частей турбины; пар подается из нижнего цикла (вместо воздуха, протекающего в разомкнутом контуре, обеспечиваемом компрессором газовой турбины). Окружающий воздух после прохождения через фильтр для удаления частиц в воздухе (особенно тех, которые больше 10 мкм) поступает в воздушный компрессор газовой турбины. Эта газовая турбина использует горелки с предварительным

смешением для уменьшения образования NO_x . Горячий выхлоп из газовой турбины проходит через парогенератор с рекуперацией тепла (HRSG). Расчетные условия парового цикла зависят от температуры выхлопных газов газовой турбины и скорости потока, а представленные ниже условия парового цикла типичны для парогазового комбинированного цикла на основе газовой турбины класса H.

Подпитка BFW к паровому циклу состоит из деминерализованной воды, поскольку в больших установках с комбинированным циклом пар генерируется при высоких давлениях. Деминерализатор состоит из ионообменников со смешанным слоем, заполненных катионными и анионными смолами с внутренней регенерацией в одном сосуде. Система обычно состоит из двух блоков, один из которых находится в рабочем режиме, а другой подвергается регенерации. Система также включает в себя необходимое хранилище химикатов и бассейн нейтрализации. Смолы регенерируют с использованием сильной кислоты, такой как HCl или H_2SO_4 , в качестве источника ионов водорода для катионов, и жидкого едкого NaOH в качестве источника гидроксильных ионов для анионов.

Подпитка BFW обычно распыляется непосредственно в поверхностный конденсатор. Эта подпитка необходима, поскольку небольшая часть воды из паровых барабанов продувается, чтобы ограничить в них накопление твердых частиц. Также небольшая часть пара выпускается из деаэратора, функция которого описана ниже. Поверхностный конденсатор конденсирует пар, покидающий секцию низкого давления паровой турбины под вакуумом, причем это отрицательное давление задается температурой охлаждающей среды, используемой в поверхностном конденсаторе. Существует несколько способов отвода тепла от поверхностного конденсатора в зависимости от условий на месте и экономических параметров, как описано в главе 8. Градирни, представленные в главе 5, используются там, где нет подачи пресной воды, а для установок, расположенных близко к большой воде, может быть рассмотрено однократное охлаждение. Поверхностные конденсаторы с воздушным охлаждением должны использоваться в сухих местах, но эффективность первого закона всей установки снижается из-за более высокого рабочего давления поверхностного конденсатора.

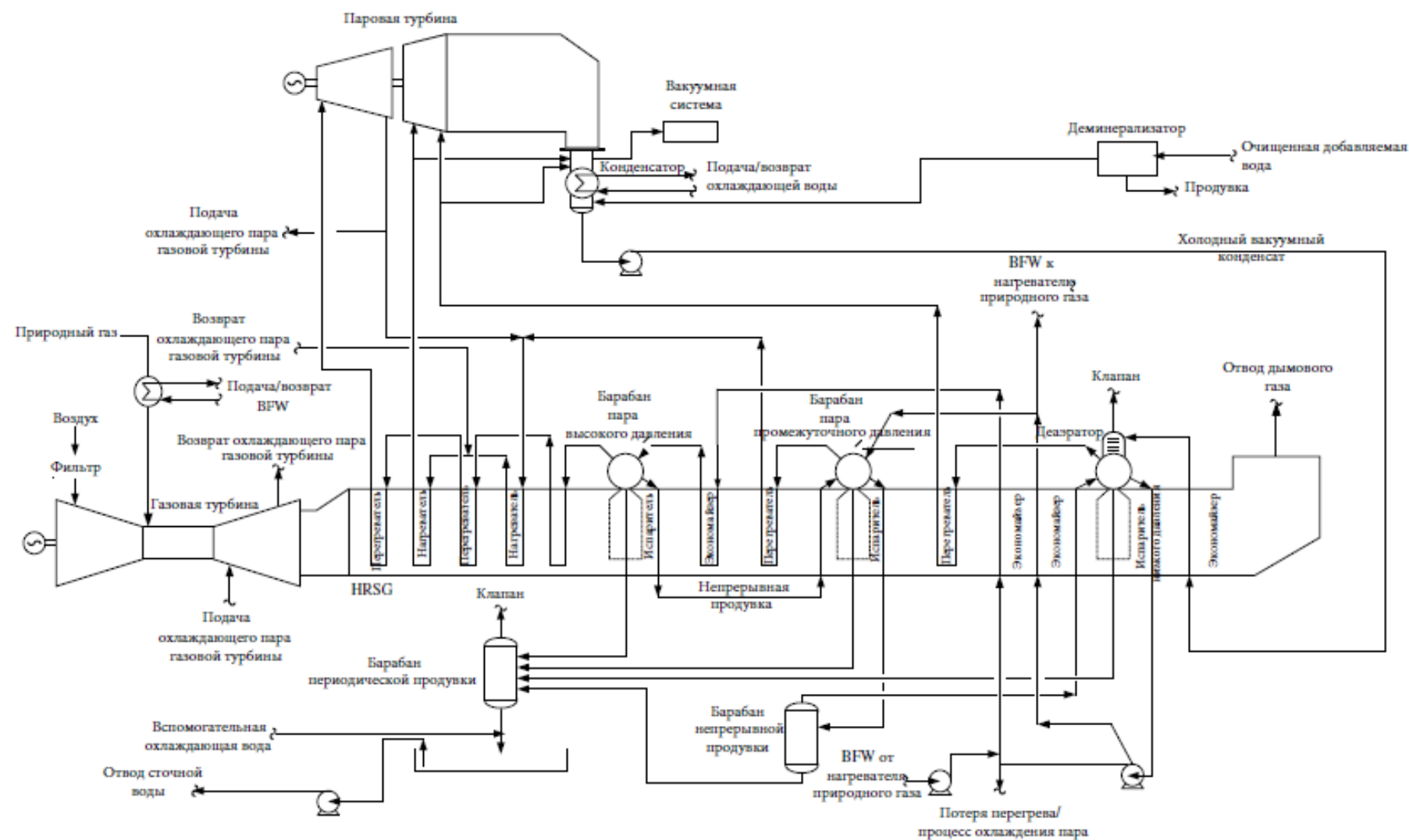


РИСУНОК 9.4 Газовая турбина с замкнутым контуром с паровым охлаждением в сочетании с субкритическим циклом нагрева пара под тройным давлением.

Как уже упоминалось в главе 8, когда используются мокрые градирни, работающие в условиях окружающей среды ISO, рабочее давление для поверхностного конденсатора может составлять всего 4,8 кПа в результате поддержания нормального повышения температуры охлаждающей воды примерно на 11°C и нормальная температура сжатия 5–6 С в поверхностном конденсаторе. Объединенный поток сконденсированного пара («вакуумный конденсат») и подпиточный BFW отбирается из скважины поверхностного конденсатора вакуумным конденсатным насосом и предварительно нагревается в экономайзере, расположенном внутри HRSG. Затем он подается во «встроенный» деаэратор с двойной функцией, который является частью HRSG и удаляет растворенные газы, такие как O₂ и CO₂, в BFW, и может вызвать коррозию, а также функционирует как парогенератор низкого давления в HRSG, генерирование пара при 460 кПа. Кроме того, в BFW впрыскивается химическое вещество, удаляющее кислород, которое также может быть ингибитором коррозии металла. Примерами утилизирующих химических веществ, упомянутых в главе 8, являются гидразин (который выходит из-за его канцерогенного характера), гидрохинон, диэтилгидроксиламин, метилэтилкетоксим, карбогидразид и эриторбиновая кислота³². Типичная температура BFW, поступающего в деаэратор обычно удерживается примерно на 10–15°C ниже температуры деаэратора, чтобы обеспечить достаточное количество пара для удаления растворенных газов. Избыточный пар, образующийся во встроенном деаэраторе после перегрева, который помимо повышения КПД цикла также предотвращает конденсацию пара в капли, подается в секцию низкого давления паровой турбины. Многоступенчатый насос отводит BFW из деаэратора для подачи как BFW промежуточного давления (извлеченного на промежуточной ступени насоса), так и BFW высокого давления. BFW промежуточного давления протекает через экономайзер промежуточного давления в HRSG и затем поступает в паровой барабан промежуточного давления HRSG для получения насыщенного пара примерно при 2850 кПа. Генерируемый таким образом пар промежуточного давления перегревается до промежуточной температуры в секции промежуточной температуры HRSG, а затем объединяется с паром, выходящим из секции высокого давления паровой турбины, и снова нагревается примерно до 570°C в зависимости от температуры выхлопа газовой турбины. Этот горячий пар подается обратно в секцию промежуточного давления паровой турбины. Насыщенный пар высокого давления, генерируемый при давлении около 17 400 кПа в HRSG, перегревается до примерно 570°C, опять же в зависимости от температуры выхлопа газовой турбины, и подается в секцию высокого давления паровой турбины. Типичная расчетная температура сжатия для испарителя высокого давления составляет 6–9°C.

Регулирование температуры перегретого и нагретого пара, поступающего в паровую турбину, осуществляется с помощью кондиционеров, в которых пар вступает в непосредственный контакт с BFW, подаваемым главным насосом, в результате чего пар охлаждается за счет испарения воды. Часть отработавших газов паровой турбины высокого давления подается в газовую турбину для ее охлаждения в замкнутом контуре. Пар, возвращаемый из газовой турбины, также объединяется с паром промежуточного давления перед его повторным нагревом в HRSG. Типичная расчетная температура сжатия для змеевика испарителя промежуточного давления также составляет 6–9°C. Змеевики нагревателя обычно перемежаются между змеевиками перегревателя, поскольку температура как перегретого, так и нагретого пара, поступающего в паровую турбину, обычно поддерживается одинаковой. Как объяснено ранее, паровые барабаны непрерывно продуваются, чтобы ограничить накопление растворенных твердых частиц, и непрерывная

³² Сульфит натрия (Na₂SO₃) является менее дорогим и используется в котлах с низким давлением пара (до 42 бар), но образовавшийся сульфат недопустим в котлах с более высоким давлением, так как он увеличивает содержание растворенных твердых веществ в BFW.

продувка осуществляется каскадом от парового барабана высокого давления к паровому барабану среднего давления, тогда как продувка из парового барабана среднего давления направляется в барабан, где извлекается пар низкого давления. Вода, выходящая из этого последнего барабана, сбрасывает давление во втором барабане низкого давления, и пар, полученный в результате этого снижения давления (парообразования), выпускается в атмосферу.

Высокие скорости газа могут поддерживаться в HRSG для повышения теплопередачи, поскольку выхлопные газы газовой турбины по существу не содержат твердых частиц, но за счет более высокого падения давления в HRSG. По мере того как перепад давления увеличивается, производительность и эффективность газовой турбины уменьшаются, и эта неэффективность проявляется в более высокой температуре выхлопа газовой турбины. Существует компромисс между общей эффективностью комбинированного цикла и размером HRSG и, следовательно, его стоимостью; только часть этого дополнительного тепла, уходящего с выхлопными газами газовой турбины, преобразуется в паровой цикл. HRSG с тройным повторным нагревом обычно рассчитаны на перепад давления в 28 мм рт.ст. Эти значения включают теплотери с дымовыми газами.

Пар из нижнего цикла можно экспортировать в агрегат ТЭЦ. Канальный или дополнительный обжиг может использоваться для увеличения производства пара. Он состоит из сжигания топливного газа в канальных горелках с использованием O_2 , содержащегося в выхлопе газовой турбины, протекающем через HRSG. Следует обратить внимание на снижение общей эффективности системы и увеличение выбросов, а также влияние на металлургию труб из-за более высоких температур газа. Канальные горелки могут быть установлены либо выше по потоку от катушек пароперегревателя / нагревателя, либо больше по потоку в HRSG, то есть после некоторого охлаждения газа, чтобы ограничить повышение температуры, когда требуется значительная степень обжига в канале. Увеличение количества выхлопных газов газовой турбины с учетом дополнительного падения давления на канальной горелке довольно низкое, порядка 1 мм рт.ст. Чтобы избежать использования дорогостоящих материалов труб, таких как трубки с тефлоновым покрытием, в секциях с более низкой температурой HRSG, температура поверхности труб должна поддерживаться выше кислотной точки росы газа. Предельная кислотная точка росы обычно устанавливается серной кислотой (H_2SO_4), образующейся в результате окисления серы, присутствующей в топливе, до SO_3 (обычно 1–5%) в камере сгорания газовой турбины (Ганапати, 1989), а затем SO_3 , объединяющегося с водяным паром с образованием кислоты. Как описано в главе 8, оценка этой температуры TDP точки росы в кислоте (в К) может быть сделана по парциальному давлению P_i (в атмосферах) каждого из видов i (пары H_2O и SO_3) с использованием уравнения 9.1 (Пирс, 1977):

$$\frac{1000}{T_{DP}} = 1.7842 + 0.0269 \log P_{H_2O} - 0.1029 \log P_{SO_3} + 0.0329 \log P_{H_2O} \log P_{SO_3} \quad (9.1.)$$

Температура поверхности трубки катушки нагревателя вакуумного конденсата может быть ниже, чем кислотная точка росы при сжигании природного газа, который содержит типичные количества соединений серы, и в этом случае нагретый конденсат рециркулирует для повышения температуры жидкости, поступающей в катушку, и таким образом, температура поверхности трубы позволит избежать конденсации кислоты.

Если работа газовой турбины требуется в нерабочем паровом цикле, отводные демпферы для обхода выхлопа газовой турбины непосредственно в дымовую трубу могут быть предоставлены выше по потоку от HRSG. Однако такой схемы обычно избегают, поскольку утечка через отводящий клапан является проблемой, и при нормальной работе

этот поток утечки не доступен для рекуперации тепла. Кроме того, для продолжения работы газовой турбины при выполнении технического обслуживания или ремонта в паровом цикле может потребоваться дополнительный последовательно включенный демпфер, с поддержанием буферного газа между двумя демпферами во избежание утечки горячего газа в сторону HRSG, что будет представлять собой проблему безопасности.

HRSG с одним давлением соединен с газовой турбиной, но несколько таких агрегатов из нескольких последовательно соединённых механизмов (иногда до четырех газовых турбин/ HRSG) могут быть объединены с одной паровой турбиной. Каждая из турбомашин в этом устройстве имеет свой собственный электрический генератор, в то время как в некоторых моделях газовых турбин в «одновальном» исполнении газовая и паровая турбины установлены на общем валу, соединенном с одним генератором. Однако в таких случаях требуется столько паровых турбин, сколько газовых турбин.

Пример 9.1. Рассчитайте точку росы H_2SO_4 для дымового газа при общем давлении 1 атм для Примера 7.1, Установка В, предполагая, что топливо для комбинированного цикла было природным газом с 1/100 стандартных фут3 (0,0242 г / Нм3) серы и что 5% серы в топливе превращается в SO_3 . Расход и состав дымовых газов соответствуют полезной выходной мощности 555 МВт и тепловой мощности 6466 кДж / кВтч (LHV). Масса молекул дымового газа и топлива на природном газе составляет 28,38 и 17,33, тогда как LHV природного газа составляет 47,454 кДж / кг.

Решение

Расход дымовых газов из Примера 7.1 = 3, 230, 636 28 38 = 113, 823 кмоль/ч

Расход природного газа = 555 МВт × 1000 кВт, МВт × 6, 466 кДж, кВтч 47, 454 кДж
кг × 17 33 кг кмоль × 22 14 Нм3 кмоль = 96, 613 Нм3 ч

SO_3 в дымовых газах = 0 05 × 0 0242 г Нм3 × кг 1000 г 32 06 кг кмоль × 96, 613 Нм3 ч
= 0 00365 кмоль ч

$$P_{\text{SO}_3} = \frac{0,00365 \text{ кмоль/ч}}{113,823 \text{ кмоль/ч}} \times 1 \text{ атм} = 0,03203 \times 10^{-6} \text{ атм}$$

$P_{\text{H}_2\text{O}} = 0 0867 \times 1 \text{ атм} = 0 0867 \text{ атм}$ (без необходимости каких-либо регулировок молярного процента для H_2O , указанного в примере 7.1, из-за очень низкой концентрации соединений серы в дымовом газе).

Затем, подставляя два предыдущих парциальных давления в уравнение 9.1, TDP = 359 К или 85 С.

9.2.2. Удаление NO_x

В настоящее время предлагаются сухие камеры сгорания с низким выбросом NO_x на природном газе, состоящие из предварительного смешивания топлива с воздухом и его сжигания в обедненных условиях для снижения температуры пламени и, таким образом, образования NO_x , которые составляют всего 9 ч/млн по объему на сухой основе и «скорректированы» до 15% (моль) содержания O_2 в дымовых газах гарантируется для некоторых двигателей. В то же время в ряде районов Соединенных Штатов требуются значения, не превышающие 2 ч/млн, что обусловлено более жесткими нормами выбросов в окружающую среду. Блок селективного каталитического восстановления (ИКВ) необходим в настоящий момент для достижения таких строгих требований к выбросам. NH_3 , обычно в водной форме и который легче хранить, впрыскивается перед ИКВ, расположенным внутри HRSG, для взаимодействия с NO_x с образованием элементарных N_2 и H_2O .

Противоположное давление газовой турбины повышается для того, чтобы выдержать падение давления на ИКВ, но влияние на общую производительность комбинированного цикла довольно мало, так как типичные перепады давления составляют всего 4–5 мм рт.ст. Оптимальное расположение в HRSG для ИКВ на основе катализатора на основе пентаоксида ванадия (3% V_2O_5 в качестве активного материала) обычно находится в температурной зоне 300–400 °С. Любой непрореагировавший NH_3 , проскальзывающий через ИКВ, может представлять угрозу для окружающей среды, и в настоящее время разрабатываются катализаторы окисления NH_3 для установки в HRSG ниже по потоку от ИКВ для окисления NH_3 до элементарных N_2 и H_2O . Ожидается, что дополнительный перепад давления, который требуется для таких блоков, будет аналогичен падению ИКВ.

9.2.3. Удаление CO и летучих органических соединений

Катализаторы окисления, обычно содержащие металлы платиновой группы, могут обеспечить более чем 90% -ное разрушение CO, летучих органических соединений (ЛОС), формальдегида и других токсичных соединений и могут быть размещены в HRSG, подобном ИКВ. Скорость конверсии увеличивается с температурой, и, таким образом, выгодно размещать этот катализатор вблизи входа HRSG. Срок службы катализатора обычно может составлять более 10 лет при непрерывной работе. Для этого катализатора на основе благородного металла, и для поддержания его рабочих характеристик может потребоваться периодическая промывка. Отработанный катализатор, как правило, перерабатывается в драгоценный металл. Типичный перепад давления составляет всего 3 мм рт.ст., так что влияние на общую производительность комбинированного цикла является довольно маленьким.

9.2.4. Контроль за составом выбросов CO_2

Для задержки CO_2 на газотурбинных установках с комбинированным циклом доступны два варианта: дожигание и отделение CO_2 до его сгорания. При отделении CO_2 после сжигания он улавливается из дымовых газов до того, как попадает в атмосферу. До сжигания CO_2 извлекается из топлива перед сгоранием в газовой турбине. Отделение CO_2 является лишь одним из ступеней в контроле за выбросами, и его задержка требует того, чтобы он был в зоне газовой турбины. Как объясняется в главе 1 исследуется геологическое сокращение, а также его использование для извлечения метана из угольного пласта, пока коммерческое использование в обогащенной нефти практикуется в течение ряда лет. В зависимости от используемого метода сокращения и расстояния между местом секвестрации и электростанцией, сжатие задержанного CO_2 под давлением в диапазоне 11–15 МПа обычно проводится на площадке, где находится газовая турбина.

9.2.4.1. Контроль предкамерного горения. Природное топливо, такое как природный газ, каталитически реформируется (в присутствии катализатора на основе Ni) по реакции с паром, $CH_4 + H_2O = 3H_2 + CO$, или частично окисляется с помощью воздуха путем реакции с O_2 , $CH_4 + \frac{1}{2}O_2 = 2H_2 + CO$ (в присутствии водяного пара, чтобы минимизировать образование сажи), чтобы сформировать синтетический газ с горючими веществами, в основном H_2 и CO. Установки риформинга более подробно обсуждаются в главе 10. Затем синтетический газ после некоторого охлаждения/регенерации тепла и добавления пара, если потребуется каталитически сдвигается, чтобы преобразовать CO в CO_2 , образуя H_2 по реакции сдвига водяного газа: $CO + H_2O = H_2 + CO_2$. Набор из двух адиабатических реакторов, включенных последовательно с промежуточным охлаждением между двумя реакторами, может быть использован для увеличения конверсии этой экзотермической

реакции. Первый реактор может работать при более высокой температуре (так как выделяется больше тепла из-за большего количества конвертируемого СО) с использованием катализатора, такого как состав Fe-Cr с добавлением меди. Второй реактор может работать при более низкой температуре (что способствует более высокой конверсии СО с точки зрения термодинамического равновесия) с использованием более активного катализатора на основе Си. Реакторы переключения описаны более подробно в главе 10. После охлаждения потока, выходящего из реактора, при восстановлении тепла и после заключительной стадии охлаждения до температуры, близкой к температуре окружающей среды, с использованием охлаждающей воды, синтетический газ приводят в контакт с подходящим растворителем в колонне абсорбера для отделения CO_2 , и растворитель, загруженный CO_2 регенерируется в отпарной колонне с использованием пара для выпуска потока CO_2 высокой чистоты, в то время как растворитель циркулирует между двумя колоннами. Как правило, 85–90% CO_2 абсорбируется в раствор в абсорбере, а давление, при котором выделяется CO_2 , зависит от типа используемого растворителя. Физические растворители, такие как смеси диметилловых эфиров полиэтиленгликоля, пригодны для более высоких давлений синтетического газа, обычно превышающих 4 МПа, тогда как химические растворители, такие как растворы амина, подходят для более низких давлений синтетического газа. Синтетический газ, выходящий из абсорбера, который в настоящее время представляет собой в основном H_2 (или смесь H_2 и N_2 в случае частичного окисления топлива с использованием воздуха) с остаточными количествами CO_2 и СО, доступен в виде топлива без углерода и может сжигаться в газовых турбинах с меньшими выбросами CO_2 в атмосферу (Rao et al., 2000). По сравнению с задержкой после сгорания парциальное давление CO_2 , присутствующее в газе (синтетический газ перед декарбонизацией), значительно выше, чем в дымовых газах с возможностью снижения энергетического ущерба, связанного с задержкой углерода. Высокое содержание H_2 в декарбонизированном синтетическом газе, особенно при использовании опции риформинга топлива, не позволяет использовать его в газовых турбинах с современным расчетным сжиганием с предварительным смешиванием, чтобы ограничить образование NO_x , поскольку самовоспламенение и обратное воспламенение являются основными проблемами. В таких случаях требуется добавление термического разбавителя, такого как водяной пар, для ограничения образования NO_x при использовании сжигания «диффузионного» типа. Водяной пар может быть введен в поток топливного газа в виде пара либо образован на месте путем непосредственного контакта топливного газа с горячей водой в противопоточной колонне при извлечении низкотемпературного отходящего тепла. Второй метод более привлекателен, когда на заводе имеется значительное количество низкотемпературного отработанного тепла. Верхний предел того, сколько разбавителя может быть добавлено, ограничен не только конструкцией камеры сгорания в отношении достижения стабильного сгорания при ограничении выбросов СО, но также и запасом помпажа компрессора газовой турбины. Отношение давления газовой турбины, предназначенной для работы на природном газе, увеличивается при сжигании топливного газа, который имеет гораздо меньшую теплотворную способность, чем природный газ, поскольку скорость потока газа, поступающего в секцию турбины, увеличивается³³ при одновременном вводе аналогичного количества энергии, связанной с топливом. Увеличение коэффициента давления зависит от количества и характера добавленного разбавителя и стадии, до которой закрыты направляющие лопатки впускного отверстия компрессора газовой турбины. Таким образом, запас по помпажу, доступный в компрессоре, может ограничить количество добавляемого разбавителя и, как результат, сокращение выбросов

³³Условие «Запертого потока» (число $M = 1$) преобладает в сопле первой ступени турбины.

NOx. Извлечение воздуха из компрессора может быть использовано в случае схемы частичного окисления, чтобы ограничить увеличение отношения давления в двигателе, поскольку для частичного окисления можно эффективно использовать отработанный воздух после перезарядки, рекуперации тепла и компрессии бустера. Однако количество воздуха, которое может быть удалено, ограничено минимальным воздухом, необходимым для прохождения через камеру сгорания для его охлаждения. Из-за этих ограничений использование одного разбавителя не может снизить выбросы NOx в достаточной степени, чтобы удовлетворить жесткие требования в 2 ppm (по объему на сухую массу, 15% O₂), и для современных горелок диффузионного типа все еще требуется SCR.

Содержание водяного пара в рабочей жидкости, протекающей через секцию турбины, особенно с опцией риформинга, будет значительно выше при сжигании синтетического газа, чем при сжигании природного газа в газовой турбине. Пониженная температура обжига турбины может потребоваться для ограничения температуры пути горячего газа из-за различных аэротермических характеристик жидкости и износа термобарьерных покрытий, а также любой керамики, которая может быть использована в будущих современных газовых турбинах (керамика чувствительна к частичному содержанию водяного пара от давления среды при высоких температурах). Более высокие температуры охлаждающего воздуха, возникающие из-за увеличения отношения давления двигателя, также должны учитываться при определении пониженной температуры обжига. Однако в газовых турбинах с водяным охлаждением требуемое снижение температуры обжига может быть менее значительным, поскольку температура пара, использующегося для охлаждения турбины, может поддерживаться независимо от отношения давления газовой турбины, если ступени с воздушным охлаждением низкого давления газовой турбины не становятся ограничивающими.

Эффективность и стоимость установки значительно снижаются при задержании CO₂ перед сжиганием. По сравнению с установкой без задержания CO₂, где природный газ непосредственно сжигается в газовых турбинах, можно ожидать более чем 30-процентного увеличения скорости нагрева и удвоения удельной стоимости установки (в долл. США / кВт) (Rhudy, 2005). Высокотемпературные мембраны для разделения H₂, описанные в главе 11, находятся в стадии разработки (Roarketal., 2003) и должны обеспечить некоторое улучшение производительности и, возможно, стоимости варианта риформинга.

9.2.4.2. Контроль после сжигания топлива. После сгорания ископаемое топливо, такое как природный газ, сначала сжигается в газовой турбине, а CO₂, образующийся в процессе сгорания, отделяется от отработанного газа HRSG для отделения с использованием коммерчески проверенных процессов с аминным растворителем, как описано в главе 8 (Chapeletal., 1999), таких как водный раствор МЭА с запатентованными добавками. Основным отличием по сравнению с улавливанием дымовых газов котельной установки является значительно более низкая концентрация CO₂ для дымового газа, полученного из газовой турбины, приблизительно 3% против более 10% по объему, в то время как концентрация O₂ в дымовом газе, полученном из газовой турбины значительно выше (большой избыток воздуха используется в газовой турбине для снижения температуры рабочей жидкости, поступающей в турбину). Кроме того, дымовой газ из «грязного топлива», такого как уголь, может содержать много микроэлементов, которые могут образовывать нежелательные соединения при взаимодействии с улавливающим растворителем CO₂, причем их концентрации зависят от степени мер по борьбе с загрязнением, принятых на входе. Процесс отделения CO₂ состоит из системы абсорбера/десорбера с циркуляцией растворителя между двумя колоннами (как показано ранее на рис. 5.2). Выхлоп HRSG сначала охлаждается прямым контактом с водой, а не в поверхностном теплообменнике,

чтобы минимизировать перепад давления, затем нагнетается в нагнетателе для преодоления различных потерь давления и затем подается в абсорбер, где он вступает в контакт с МЕА раствор и около 85–90% CO_2 может быть поглощено раствором. Насыщенный растворитель, содержащий CO_2 , регенерируется в отпарной колонне с использованием пара для получения потока CO_2 высокой чистоты при давлении, близком к атмосферному. Преимущество этого подхода к задержке после сгорания состоит в том, что он не влияет на конструкцию основного комбинированного цикла, за исключением оборудования, добавляемого после HRSG. Опять же, эффективность установки и ее стоимость значительно компенсируются при задержании CO_2 до сжигания, хотя снижение эффективности менее строго по сравнению с существующими технологиями задержки до и после сжигания. По сравнению с установкой без задержания CO_2 , где природный газ непосредственно сжигается в газовых турбинах, можно ожидать более чем 20-процентного увеличения скорости нагрева и опять-таки удвоения удельной стоимости установки (в долл. США / кВт) (Rhudy, 2005). Фракция дымового газа перед поступлением в абсорбер может быть возвращена в газовую турбину для увеличения концентрации CO_2 в дымовом газе для снижения как эффективности, так и затрат. Можно также ожидать снижения образования NO_x в камере сгорания. Воздействие на газотурбинный компрессор с аэродинамической точки зрения следует принимать во внимание, если рециркуляция дымовых газов включена, поскольку молекулярный вес и удельная теплоемкость CO_2 значительно выше.

Другой подход к задержке после сгорания, который в настоящее время исследуется и который аналогичен кислородному сжиганию угля, упомянутому в главе 8, состоит в использовании O_2 , предоставляемого воздухоразделительной установкой, для сжигания топлива газовой турбины, так что охлажденный дымовой газ состоит по существу из всего CO_2 , который может просто находиться под давлением для связывания после некоторой обработки, тем самым исключая процесс отделения CO_2 (аминная установка). Однако этот подход требует добавления блока разделения воздуха, который в настоящее время использует криогенную технологию³⁴ и требует значительного количества электрической энергии для его работы и является капиталоемким. Кроме того, для этого применения требуется специальный тип камеры сгорания, например, разработанный компанией CleanEnergySystems (Martinez-Friasetal., 2002), в которой используется камера сгорания, созданная на основе технологии ракетного двигателя, работающей при давлении, превышающем 10 МПа и температуру в 540–760 °C. Рециркулированная вода и в некоторых случаях пар впрыскиваются в камеру сгорания для контроля температуры выхлопа камеры сгорания (которая является температурой на входе турбины). В процессе чистых энергетических систем продукты сгорания состоят приблизительно из 90% паров H_2O и 10% CO_2 по объему (и небольшого количества остаточного O_2), когда природный газ является топливом. Этот газовый поток вводится в турбину высокого давления, которая выпускается при давлении около 1 МПа для нагрева до температуры, превышающей 1240 °C, путем сжигания дополнительного природного газа с дополнительным содержанием O_2 . Затем нагретый газ поступает в турбину промежуточного давления, за которой следует турбина низкого давления, которая выпускает газ в конденсатор при атмосферном или ниже атмосферного давления для конденсации паров H_2O и выхода потока CO_2 высокой чистоты. Большая часть конденсата возвращается в камеру сгорания высокого давления после предварительного нагрева в выхлопе турбины. В зависимости от спецификаций содержания O_2 в потоке CO_2 , влажный CO_2 , выходящий из конденсатора после некоторого сжатия, может быть обработан в каталитической камере сгорания, где можно добавить дополнительный природный газ для использования остаточного O_2 . Вариант этого цикла сгорания кислорода

³⁴Криогенное разделение воздуха состоит из сжижения воздуха и последующей отгонки N_2 и, в меньшей степени, Ar для получения потока O_2 высокой чистоты.

представляет собой цикл Граца, разработанный Технологическим университетом Граца (Sanzetal., 2005). Он использует одну камеру сгорания, то есть цикл без нагрева, и работает при гораздо более низком давлении, около 4 МПа, по сравнению с камерой высокого давления системы CleanEnergy, которая работает около 10 МПа, в то время как температура на выходе из камеры сгорания контролируется рециркулирующим паром и сжатой смеси паров CO_2 и H_2O .

9.2.5 Характеристика комбинированных циклов

Некоторые из преимуществ комбинированного цикла по сравнению только с циклом Ренкина (то есть, электростанция на основе котла) перечислены в следующем. Однако следует иметь в виду, что для комбинированного цикла требуется более чистое топливо, такие как природный газ, синтетический газ (получаемый из угля или биомассы) или дистиллят, который значительно дороже, чем грязное топливо, такое как уголь и биомасса. Электростанция котла может использовать их непосредственно в процессе сгорания.

Таблица 9.1 Особенности комбинированного цикла газовой турбины класса J^a

Температура на входе в турбину	1600 °C
Частота генератора	60 Гц
Коэффициент давления газовой турбины	23:1
Выходная мощность газовой турбины	327 МВт
Выход комбинированного цикла	470 МВт
Эффективность комбинированного цикла	61.5% (природный газ LHV)
^a Данные Хада и соавт. (2012).	

- Высокая тепловая эффективность, более 60% для природного газа на основе LHV с современным комбинированным циклом с использованием газовой турбины класса «J» при температуре окружающей среды 15 °C (см. Таблицу 9.1).
- Общая эффективность цикла с использованием передовых технологий газовых турбин, приближающихся к 65% на природном газе на основе LHV, может ожидаться в период с 2020 по 2025 гг. (Dennis, 2008).
- Превосходные экологические характеристики, включая снижение потребности в охлаждающей воде.
- Простой (и может быть рассчитан на быстрый) запуск и отключение, которые дополняют прерывистые возобновляемые источники энергии, такие как ветряные и солнечные, где требуется комбинированный цикл, чтобы компенсировать разницу в выработке электроэнергии, когда выходная мощность таких возобновляемых источников энергии снижается. Однако число пусков в год влияет на срок службы газовой турбины, а также на срок службы труб в высокотемпературных секциях HRSG из-за тепловых напряжений.
- Более высокая эксплуатационная надежность.
- Значительно более низкие потребности в персонале, капитальных затратах и времени строительства; Комбинированный цикл занимает примерно треть времени, необходимого для строительства завода по измельчению угля.
- Меньшие требования к площади участка и возможности для поэтапного строительства, то есть газовая турбина может быть установлена без HRSG или парового цикла во время начальной фазы (при использовании газовой турбины без водяного пара) для пиковой работы и может быть преобразована в комбинированный цикл позже для выработки электроэнергии с базовой нагрузкой.

Установки с комбинированным циклом часто предназначены для нормальной работы на природном газе с дистиллятным мазутом для резервного копирования, чтобы справиться с любым прекращением подачи природного газа. Однако из-за дополнительных выбросов SOx, образующихся из серы, присутствующей в мазуте, а также из-за возможной дезактивации катализатора окисления CO, который включен в выхлоп турбины во многих установках, такая практика в последние годы стала довольно редкой. Подобно угольному котлу, описанному в главе 8, наличие SO₃ в выхлопе газовой турбины приводит к нежелательному образованию солей аммония (бисульфат аммония, сульфат и бисульфит) в результате реакции между NH₃, проскальзывающим через SCR (который также обычно устанавливается в выхлопе турбины) с SO₃. Эти соли откладываются в секциях HRSG с более низкой температурой, увеличивая сопротивление теплопередачи в трубах HRSG, требующих более частых промывок, в то время как фракции, которые не осаждаются, вызывают выбросы твердых частиц.

Мощность на выходе и КПД газовой турбины зависят от условий окружающей среды, температуры, атмосферного давления, и в меньшей степени – влажности, как описано в главе 6, но цикл испарения имеет тенденцию к снижению влияния на общую эффективность комбинированного цикла. Влияние барометрического давления на производительность комбинированного цикла аналогично влиянию газовой турбины простого цикла, рассмотренной в главе 6, в то время как влияние температуры окружающей среды на скорость нагрева в комбинированном цикле не столь существенно, как на мощность на выходе и на точную величину чувствительности, зависящую от температуры выхлопа газовой турбины и скорости потока (соответствующей определенному набору условий окружающей среды), выбранных для оптимизации конструкции парового цикла в нижней части. Тепловая скорость комбинированного цикла может фактически показывать минимум при температуре окружающей среды, используемой в конструкции нижнего цикла, и может увеличиваться при более низких температурах. Когда мокрые градирни используются для отвода тепла от установки, на температуру охлаждающей воды влияет относительная влажность, чем выше влажность (чем выше температура мокрой колбы), тем выше температура подачи охлаждающей воды. Увеличение температуры охлаждающей воды увеличивает рабочее давление конденсатора на поверхности пара, что затем снижает производительность паровой турбины и комбинированного цикла. На капитальные затраты станции напрямую влияет выходная мощность, в то время как снижение эффективности влияет на эксплуатационные расходы станции, в долларах за киловатт.

Мощность комбинированного цикла на выходе может быть уменьшена за счет закрытия направляющих лопаток впускного отверстия компрессора газовой турбины, которые описывались в главе 6, чтобы снизить расход воздуха без необходимости снижения температуры горения газовой турбины. При таком режиме управления общая тепловая мощность комбинированного цикла значительно не увеличивается, но дальнейшее снижение мощности на выходе требует снижения температуры обжига газовой турбины, что оказывает существенное влияние на тепловую скорость комбинированного цикла. При снижении спроса на электроэнергию на 50% по сравнению с его номинальным значением скорость нагрева может увеличиться на 20%. Цикл испарения комбинированного подхода разработан как паровая система с плавающим давлением, которая более эффективна при частичной нагрузке. Однако во время работы с частичной нагрузкой паровые трубы должны иметь надлежащие размеры для более высоких скоростей жидкости, соответствующих более низким давлениям пара, вызывающим снижение плотности жидкости, несмотря на более низкие массовые скорости потока. Поверхности теплопередачи в HRSG будут «слишком большими» при работе с частичной нагрузкой, что может привести к образованию пара в экономайзерах среднего и низкого давления, если не будут приняты надлежащие

проектные меры, такие как проектирование этих экономайзеров и трубопроводов для двухфазового потока.

Пример 9.2. Частичная нагрузка комбинированного цикла, работающего на природном газе, состоящего из двух газовых турбин с КПД 60% при полной нагрузке, показана на рис. 9.5. Оцените эффективность установки при 50% -ной мощности на выходе для следующих двух сценариев: (1) обе газовые турбины работают и (2) одна газовая турбина работает, когда другая выключена.

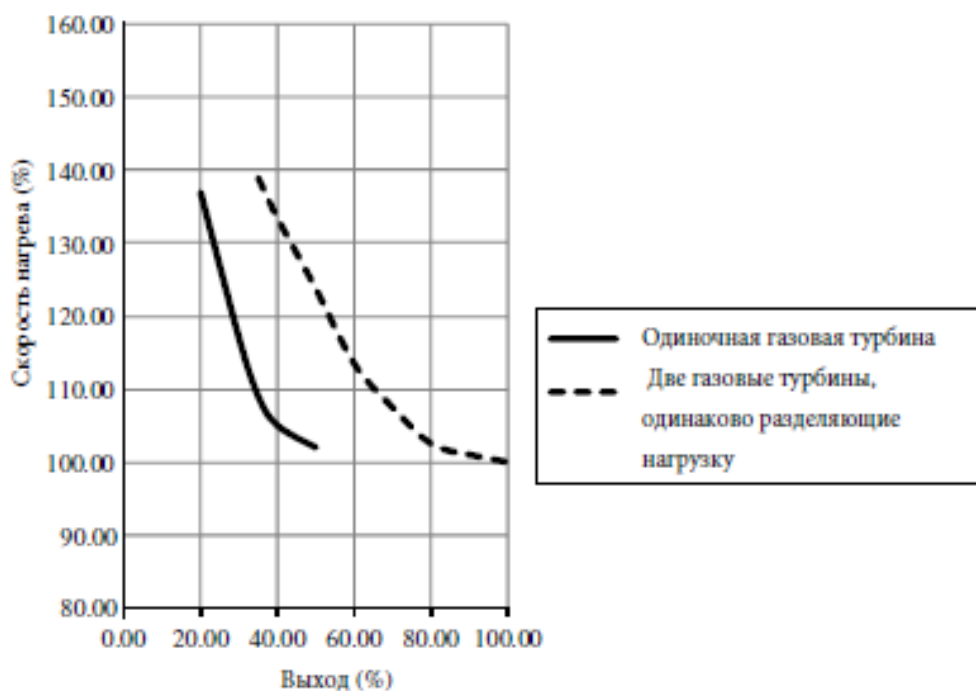


РИСУНОК 9.5 Показатели частичной нагрузки комбинированных циклов

Решение

1. Обе газовые турбины работают

При нагрузке 50% скорость нагрева в% к базовой оценке = 124%. Соответствующая эффективность = $60\% \times (100\% / 124\%) = 48\%$.

2. Одиночная газовая турбина работает

При нагрузке 50% скорость нагрева в% к базовой оценке = 102%

Соответствующая эффективность = $60\% \times (100\% / 102\%) = 59\%$, демонстрирующая преимущество наличия нескольких (меньших) поездов, что дает возможность отключения некоторых поездов для поддержания более высокой общей эффективности, но стоимость установки имеет тенденцию к увеличению с несколькими поездами, и требуется системное исследование, чтобы выбрать лучшую конфигурацию с точки зрения экономики и выбросов.

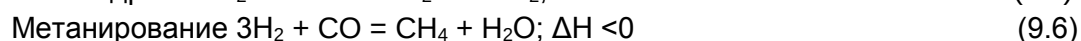
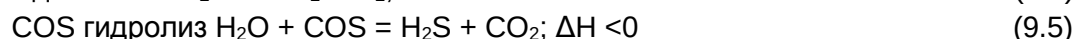
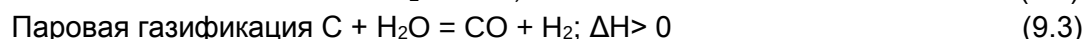
9.3. УСТАНОВКИ НА УГЛЕ И БИОМАССЕ

Такие виды топлива, как уголь и биомасса, которые являются слишком «грязными» для сжигания непосредственно в газовой турбине, требуют преобразования в чистый топливный газ. Этот процесс конверсии включает в себя газификацию, которая состоит из частичного окисления топлива при нестехиометрических условиях для получения синтетического газа и требует тщательной очистки, чтобы соответствовать спецификациям моторного топлива, а также нормам выбросов в окружающую среду.

Интегрированный комбинированный цикл газификации (IGCC), который объединяет «остров газификации» с «островом мощности» комбинированного цикла, коммерчески доказан, а сам процесс газификации уже более 60 лет находится в коммерческом использовании в производстве химикатов или синтетического топлива. Установки IGCC могут быть спроектированы таким образом, чтобы приближаться к нулевым выбросам с использованием процесса улавливания CO₂ перед сжиганием. Кроме того, соединения серы, удаляемые из синтетического газа, могут быть преобразованы в товарную элементарную серу или серную кислоту.

9.3.1 Газификация

Основные общие реакции, происходящие в газификаторе (без учета разложения угля или биомассы в результате процесса пиролиза или удаления летучих органических компонентов), заключаются в следующем:



Все предыдущие реакции являются экзотермическими, за исключением реакции (9.3), которая является эндотермической и показывает, что H₂O в форме пара или жидкой воды может использоваться для контроля температуры газогенератора. Реакция высоко экзотермической гидрогазификации $\text{C} + 2\text{H}_2 = \text{CH}_4$ происходит только в ограниченной степени³⁵, и большая часть CH₄, производимого большинством газификаторов, происходит из-за разложения летучего вещества в сырье. Сера, присутствующая в сырье, выделяется главным образом в виде H₂S с некоторым количеством COS, в то время как другие соединения серы, такие как CS₂ и меркаптаны, образуются в незначительных количествах, когда рабочая температура газогенератора высокая (> 1100 C). Азот, присутствующий в сырье, выделяется в основном в виде элементарного N₂, небольшого количества NH₃ и гораздо меньшего количества HCN, когда рабочая температура газогенератора высокая. Cl, присутствующий в сырье, выделяется главным образом в виде HCl.

Существует три основных типа газификаторов, классифицированных по способу прохождения твердых частиц через газификатор, газификатор с подвижным слоем, газификатор с псевдоожиженным слоем и газификатор с унесенным слоем:

- Газификатор с подвижным слоем: примером этого типа газификатора являются газификаторы Lurgi, а также газификаторы BritishGasLurgi (BGL), которые состоят из подачи грубых твердых частиц в верхней части газификатора, в то время как окислитель и пар вводятся в газификатор в нижней части, твердые вещества, протекающие через газификатор под действием силы тяжести. Газогенератор может быть разделен на четыре отдельные зоны: зона сушки / предварительного нагрева в верхней части, за которой следуют зона удаления летучих компонентов, затем зона газификации, а в самой нижней части находится зона сгорания. Газы протекают в противопотоке к твердым веществам через четыре зоны и выходят из газификатора наверху, содержащего в основном H₂, CO, CO₂, H₂O, CH₄ и другие углеводородные компоненты, такие как масла, смолы и оксигенаты. Горячие газы, образующиеся в результате реакций сгорания в нижней зоне, подвергаются реакциям газификации в зоне над ней, эти газы, в свою очередь, нагревают и удаляют летучие вещества, и, наконец, газы, поступающие вверх, выполняют сушку сырья.

³⁵ Если рабочее давление газогенератора не очень высокое, рабочая температура не очень высокая, и присутствует подходящий катализатор, такая как соль калия.

Концентрации COS, CS₂, меркаптанов, NH₃ и HCN в синтетическом газе более значительны, чем в псевдоожигенном слое и газификаторах с вовлеченным слоем. Часть серы и азота также распределяется в гудронах. Эффективность газогенератора высока, но поскольку он производит гудроны и масла, очистка газа является более сложной, и газогенератор может обрабатывать ограниченное количество мелких частиц в сырье. Вариант оригинального газификатора Lurgi, газификатор BGL перерабатывает смолы и масла, отделенные от синтетического газа в газогенератор путем введения этих компонентов в нижнюю часть газогенератора вместе с мелкими фракциями. Гораздо более высокое содержание CH₄ в синтетическом газе ограничивает степень, в которой синтетический газ может быть декарбонизирован для контроля выбросов CO₂ в IGCC (с улавливанием перед сжиганием), если не используется реформер для преобразования CH₄ в H₂ и CO, но это добавит стоимость установке и ее сложность.

- Газификатор с псевдоожигенным слоем: примером этого типа газификатора являются высокотемпературные газификаторы Winkler и TRIG[™], и он состоит из введения высушенного сырья, размер которого обычно составляет менее 0,63 см в нижней части газификатора, в то время как псевдоожигающая среда представляет собой смесь окислителя и замедлителя пара, вводимого в нижней части газогенератора. Рециркулирующий синтетический газ может потребоваться для поддержания требуемой скорости газа для псевдоожигения материала слоя, особенно когда окислителем является не воздух, а O₂ (обычно 95% на моль). В нижней части газогенератора, где преобладают окислительные условия, температура может быть достаточно высокой, чтобы, возможно, сплавлять частицы золы вместе с образованием агломератов. Реакции газификации преобладают в верхней части газогенератора и температуры ниже в районе 900–1050 °C. Сырьевой синтетический газ, выходящий из газификатора в верхней части этого температурного диапазона, выше, чем у газогенератора с подвижным слоем, и по существу не содержит углеводородов, более тяжелых, чем CH₄, хотя содержание CH₄ может быть достаточно высоким, чтобы ограничить степень декарбонизации синтетического газа, необходимую для контроля выбросов CO₂. Однако в применениях с биомассой такой газогенератор все еще может быть желательным, поскольку улавливание CO₂ может не потребоваться. Газификаторы с псевдоожигенным слоем очень подходят для исходного сырья биомассы, поскольку биомасса имеет тенденцию быть очень реакционноспособной, в то время как намного проще получать сырье с подходящими физическими характеристиками, такими как размер частиц для псевдоожигенного слоя. Кроме того, некоторые виды сырья для биомассы, такие как твердые бытовые отходы, имеют тенденцию быть весьма неоднородными, и опять же в этом отношении газогенератор с псевдоожигенным слоем с его большой емкостью из-за большого запаса твердых веществ, содержащихся в газификаторе, имеет достаточно большое время отклика для создания любых корректировок, необходимых для скорости потока окислителя и пара.

- Газификатор с увлеченным слоем: Одноступенчатый газификатор с увлеченным слоем с нисходящим потоком - это газификаторы Siemens и GeneralElectric и состоят из введения тонко измельченного сырья в виде сухого порошка или в виде водной суспензии в случае твердых веществ в газификатор вместе с окислителем. Пар добавляется в качестве замедлителя, когда сырье находится в форме сухого порошка, как в газификаторе с вовлеченным слоем Shell. Газификатор GeneralElectric вводит подачу в виде суспензии, хотя система сухой подачи находится в стадии разработки. Siemens предлагает газификаторы с любой системой подачи. При сухой системе подачи требуется сушка, которая может быть совмещена с операцией измельчения подачи в мельнице с воздушной продувкой. Операция сушки представляет собой тепловой штраф для системы IGCC, но, с другой стороны, системы подачи влажной суспензии требуют дополнительного окислителя

для газогенератора, чтобы генерировать тепло, необходимое для сушки на месте, что также представляет тепловой штраф для системы IGCC. Эти одностадийные газификаторы с унесенным слоем имеют самые высокие рабочие температуры среди трех типов, причем газификация происходит при температурах, обычно превышающих 1200°C, при этом зола образует шлак. Из-за очень высокой рабочей температуры газы, выходящие из газификатора, имеют небольшое содержание CH_4 и по существу не содержат ни одного из более тяжелых углеводородов. Газификатор Е-Газ (суспензионная подача) и газификатор Mitsubishi (сухая подача) также являются слоями с захватом, но включают две стадии подачи сырья. Нижняя ступень работает при значительно более высокой температуре, где также вводится окислитель, и горячие газы, покидающие эту ступень, обеспечивают тепло, необходимое для сушки, удаления летучих веществ и газификации сырья, вводимого во вторую ступень. В результате удельное потребление O_2 уменьшается, а КПД холодного газа (измеряемый долей химически связанной энергии сырья, которая сохраняется как химически связанная энергия синтетического газа) увеличивается. С другой стороны, содержание CH_4 выше, но не так высоко, как у газификаторов с подвижным слоем.

9.3.2 Состав подачи газогенератора

В дополнение к углю и биомассе различные виды сырья, которые могут быть газифицированы, включают черный щелок бумажной фабрики, остатки нефтеперерабатывающего завода, включая нефтяной кокс, асфальтены, днища висбрекинга, отходы нефтеперерабатывающего и нефтехимического производства и нефтяные эмульсии (например, OrimulsionTM). Ниже перечислены важные характеристики сырья, которые необходимо учитывать при выборе газификатора:

- Способность к реакции: сырье с более низкой способностью к реакции (обычно угли более высокого качества и нефтяной кокс) имеют ограниченную конверсию углерода в газификаторах с псевдоожиженным слоем.
- Содержание влаги: высокое содержание влаги является особенно термическим штрафом как для газификаторов с сухим сырьем, так и для газификатора с подачей суспензии (в случае газификатора с подачей шлама, когда это связанная влажность, в то время как в газификаторах с сухим сырьем, из-за энергии, необходимой для сушки). Обычно угли более низкого ранга и биомассы имеют более высокое содержание влаги.
- Зольность: высокое содержание золы является термическим штрафом для газификаторов подачи суспензии, в то время как низкое содержание золы является проблемой для газификаторов, которые используют мембранную стенку, такую как газификатор Shell, и могут потребовать повторного использования золы.
- Температура плавления золы в восстановительных условиях³⁶: Высокая температура плавления золы является термическим штрафом для шлакообразующих газификаторов. Это может сократить срок службы огнеупоров в газификаторах с футеровкой и может потребовать флюсования. Низкая температура плавления золы является проблемой для шлакообразующих газификаторов и может увеличить потребность пара в газогенераторе.
- Размер частиц: может ограничивать долю сырья, которое может быть использовано в газификаторе с подвижным слоем, из-за нижнего предела мелких частиц и может потребовать брикетирования.

³⁶Как правило, ниже при восстановительных условиях, чем при окислительных условиях для углей, а выше при нефтяных коксах

- Индекс свободного набухания: может вызвать засорение газификатора с подвижным слоем и потребовать мешалки для разрушения агломератов (битумные угли обычно имеют более высокие показатели свободного набухания).

9.3.3 Ключевые технические решения для систем комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией угля (системы IGCC)

В дополнение к газификатору, другими ключевыми технологиями в системе IGCC являются подача окислителя в газогенератор, системы, связанные с обработкой неочищенного синтетического газа, производимого газификатором, до его использования в газовой турбине, и сама газовая турбина.

9.3.3.1 Технология разделения воздуха Эффективность холодного газа высокотемпературного газификатора особенно увеличивается, в то время как размер последующего оборудования уменьшается, когда концентрация O_2 в окислителе увеличивается. Таким образом, в высокотемпературных газификаторах используется поток O_2 высокой чистоты, обеспечиваемый блоком разделения воздуха (обычно чистота 95% в расчете на объем) вместо непосредственного использования воздуха, который составляет около 21% O_2 в расчете на объем. С воздухом в качестве окислителя значительная часть связанной с сырьем химической энергии разлагается на тепловую энергию, чтобы нагреть N_2 , который поступает в газогенератор (как часть воздушного потока окислителя), до температуры отходящего газа газификатора. Когда требуется улавливание CO_2 или когда синтетический газ должен использоваться для производства или совместного производства продуктов, таких как H_2 или C_2H_5OH , выгодно иметь газификатор с продувкой O_2 вместо газификатора с продувкой воздухом. Использование воздуха в качестве окислителя в газификаторе может быть привлекательным в некоторых ситуациях, таких как:

- применение с использованием биомассы, когда производственный масштаб, как правило, меньше, а стоимость производства O_2 в меньших масштабах становится непривлекательной.
- в газификаторах с более низкой температурой, таких как газификаторы с псевдоожиженным слоем, где эффективность холодного газа в меньшей степени влияет.
- когда известняк впрыскивается в такие низкотемпературные газификаторы для улавливания соединений серы, выделяющихся таким образом, что не требуется система удаления кислых газов (AGR) после газификатора. Обратите внимание, что объем обрабатываемого синтетического газа увеличивается (из-за N_2), в то время как происходит соответствующее снижение парциального давления соединений серы, присутствующих в синтетическом газе.

Традиционная технология разделения воздуха для крупномасштабных конструкций состоит из криогенного разделения воздуха для получения потока O_2 высокой чистоты. В IGCC, использующем газификатор, продуваемый O_2 , и O_2 , используемый в газификаторе, и N_2 , используемый в газовой турбине для регулирования NO_x , требуются при высоком давлении. В таких конструкциях блок разделения воздуха (ASU), разработанный с дистилляцией воздуха (для получения потока O_2 высокой чистоты), происходящего при повышенном давлении, является предпочтительным по сравнению с конструкцией низкого давления, где дистилляция воздуха происходит вблизи атмосферного давления. Снижение примерно на 2%, как правило, реализуется как с точки зрения скорости нагрева, так и стоимости. Давление дистилляции в «холодном ящике» АСУ влияет на температуру пузырьков жидкости, и когда это давление увеличивается, температура в холодном ящике повышается, то есть требуются менее серьезные холодные температуры. Соответствующее

снижение отношения давления в холодильной камере (отношение давления поступающего воздуха к исходящим давлениям потоков O_2 и N_2) приводит к чистому увеличению общей эффективности установки IGCC. Когда это давление дистилляции увеличивается, относительная летучесть между N_2 и O_2 приближается к единице, что требует большего количества ступеней в операции дистилляции, и существует оптимальный верхний предел для давления, которое намного ниже, чем рабочее давление газогенератора или камеры сгорания газовой турбины. Таким образом, потоки O_2 и N_2 , выходящие из холодного бокса, требуют сжатия.

Оптимальная чистота O_2 в применениях IGCC при повышенном или низком давлении ASU составляет 95% по объему, при этом количество ступеней дистилляции резко уменьшается при снижении чистоты с 99,5 до 95%. Он остается совершенно нечувствительным, когда чистота дополнительно снижается, но размер большей части оборудования после холодного бокса увеличивается (незначительно), в то время как эффективность блока газификации снижается, а мощность сжатия O_2 увеличивается. Как на заводах Demkolec (Hannemann и Kanaar, 2002), так и на заводах IGCC округа Полк используется ASU повышенного давления с чистотой O_2 95%, но на установках совместного производства, таких как установки, производящие H_2 высокой чистоты (с использованием адсорбции с изменением давления), O_2 более высокой чистоты может потребоваться ограничить его содержание Ar.

Давление подачи воздуха в холодильную камеру АСУ низкого давления находится в пределах 350–600 кПа, в то время как значение повышенного давления ASU обычно устанавливается отношением давления газовой турбины, когда воздух извлекается из газовой турбины, чтобы обеспечить по меньшей мере часть общего воздуха, требуемого ASU. Преимущество извлечения воздуха из нагнетания компрессора газовой турбины состоит в том, что он обеспечивает место для впрыскивания большого количества термических разбавителей, необходимых в камере сгорания газовой турбины для регулирования NO_x , сохраняя при этом безопасное соотношение давления ниже линии помпажа. Компрессор, газовые турбины в настоящее время предназначены для такого топлива как природный газ. Когда отношение давления газовой турбины является очень высоким, может потребоваться частичное расширение удаленного воздуха, чтобы ограничить рабочее давление в холодильной камере таким образом, чтобы относительная летучесть между O_2 и N_2 не становилась слишком близкой к единице.

Потребляемая мощность криогенного ASU обычно составляет более половины от общей мощности, потребляемой IGCC, или 5-10% от общей произведенной мощности. Чтобы уменьшить это суровое наказание, разрабатываются другие технологии, такие как воздушная сепарация, с использованием полупроводниковых материалов при 800-900 °C с целью снижения потребления энергии и капитальных затрат на 30%. (Armstrong, 2005) и более подробно описывается в главе 11. Требуется объединить этот мембранный блок с газовой турбиной, чтобы сделать его экономичным, так как подаваемый воздух к мембране извлекается из нагнетания компрессора (с последующим предварительным нагревом вытяжного воздуха с помощью непосредственного обжига синтетического газа), возвращая горячий обедненный воздух (при ~ 800°C) из мембранного блока в камеру сгорания газовой турбины.

9.3.3.2 Обработка синтетического газа В следующих параграфах описываются коммерчески доступные технологии «очистки холодным газом» для обработки синтетического газа перед его сжиганием в газовых турбинах. Разрабатываемые технологии «очистки теплого газа» работают при более высоких температурах (300–400 °C), так что синтетический газ поддерживается выше точки конденсации, что исключает необходимость интенсивной очистки сточных вод, которая обычно требуется при газификации с использованием очистки холодным газом, а также сведение к минимуму необратимости,

связанной с охлаждением синтетического газа до температуры, близкой к температуре окружающей среды для очистки холодным газом. Некоторые из процессов очистки теплого газа находятся в демонстрационных фазах (Butzetal., 2003; Gangwaletal., 2004; Krishnanetal., 1996).

В случае очистки холодным газом неочищенный газ, выходящий из газификатора, либо охлаждается теплообменниками, в то же время генерируя пар, и/или гасится водой посредством прямого контакта. Охлажденный газ дополнительно очищается путем очистки водой для удаления загрязнений, таких как макрочастицы, и растворимых соединений щелочей, галогенов и азота. Точная природа и концентрация загрязняющих веществ зависит от типа сырья и типа газификатора, в таблице 9.2 перечислены различные загрязняющие вещества, которые могут присутствовать в сыром синтез-газе, полученном в результате газификации угля. В случае биомассы, состоящей из сельскохозяйственных продуктов, соли калия могут находиться в значительных концентрациях. Биомассы состоят из твердых бытовых отходов, в синтез-газе могут быть значительные концентрации хлоридов.

9.3.3.3 Удаление кислого газа Соединения серы в синтез-газе, а также CO₂ имеют кислотную природу, и процессы, используемые для удаления таких компонентов, называются процессами удаления кислых газов (AGR). Доступные способы улавливания соединений серы из синтез-газа включают следующее:

- Селективная очистка амина с использованием водного метилдиэтаноламинового растворителя с добавками
- Ректизол, который использует метанол в качестве растворителя

ТАБЛИЦА 9.2 Загрязняющие вещества в синтез-газе, полученном из угля

Соединения серы	H ₂ S, COS, CS ₂ , меркаптаны
Хлориды	NaCl, HCl
Азотные соединения	NH ₃ , HCN
Твердые частицы	Пепел (Si, Al, Ca, Mg, Na, K, и ионы сульфатов), сажа
Летучие металлы	Hg, As, Cd, Se
Карбонилы	Ni(CO) ₄ , Fe(CO) ₅

- Селексол[™], в котором в качестве растворителя используется смесь диметилвых эфиров полиэтиленгликоля (схема проиллюстрирована на рис. 5.1).

Во всех предыдущих процессах используют абсорбционную и десорбционную колонны с циркулирующим растворителем между двумя колоннами. Кислые газы удаляются из синтетического газа растворителем в абсорбере, в то время как стриппер выпускает абсорбированные кислые газы из растворителя. Как правило, пар используется для операции зачистки, которая регенерирует растворитель для рециркуляции его обратно в абсорбер. Процесс AGR с амином требует значительного количества пара для высвобождения поглощенных кислых газов, поскольку амины являются «химическими растворителями», то есть химические связи, хотя и слабые, образуются между амином и компонентом кислого газа. Добавки могут улучшить селективность между скоростями поглощения H₂S и CO₂, так что доля CO₂ сводится к минимуму совместно с поглощающим растворителем. Этот тип процесса AGR подходит в тех случаях, когда не требуется улавливание CO₂ в предварительном сгорании, а потеря CO₂ из синтетического газа оказывает вредное влияние на уменьшение количества рабочей жидкости, доступной под давлением для расширения в газовой турбине, при одновременном увеличении количества термического растворителя, который требуется в камере сгорания для контроля NO_x. Кроме того, увеличивается скорость циркуляции растворителя и использование

коммунальных услуг, включая потребность в отгоночном паре. Эффективность и стоимость последующей установки для извлечения серы (SRU) и установки для очистки остаточного газа отрицательно сказываются из-за присутствия большой концентрации CO_2 в кислом газе, выделяемом в отпарной колонне AGR. SRU преобразует захваченный H_2S и любой совместно поглощенный COS в кислом газе в элементарную серу. Блок обработки остаточного газа гидрирует следовые количества элементарной серы, а также кислородсодержащих соединений в газе, выходящем из SRU, и затем восстанавливает дополнительный H_2S , образовавшийся во втором аминовом блоке, перед выпуском хвостового газа в атмосферу, чтобы минимизировать общие выбросы серы в системе. Процесс с использованием амина используется на двух коммерческих заводах IGCC в США: Полк Каунти, Флорида (McDanielandShelnut, 1999) и Wabash, Индиана (Keeler, 1999). На заводе Wabash хвостовой газ рециркулируется в газификатор после гидрогенизации, а не обрабатывается в дополнительном аминовом блоке для извлечения H_2S для рециркуляции в SRU.

Как процессы амина, так и СелексолTM требуют гидролиза COS для превращения его в H_2S перед этими устройствами, поскольку только небольшая часть COS поглощается этими растворителями, тогда как процесс Ректизол не требует этого, поскольку COS легко поглощается его растворителем. Реакция гидролиза $\text{COS} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$ осуществляется в реакторе с неподвижным слоем, содержащем активированный оксид алюминия или катализатор на основе оксида титана, который, как было показано, является более устойчивым. Как десульфурация, так и декарбонизация синтетического газа могут быть объединены в этих процессах, при этом получается отдельный поток кислого газа, богатого соединениями серы, и другой, который состоит из всего CO_2 , выделяемого из растворителя при давлениях, значительно превышающих атмосферные для уменьшения потребления энергии на сжатие. Поток CO_2 до давления необходимого для секвестрации. При типичных концентрациях кислых газов в обрабатываемом синтетическом газе требуемое давление синтетического газа обычно составляет более 2800 кПа для Ректизола и более 4100 кПа для СелексолаTM. Растворитель охлаждают в холодильнике для повышения его растворимости, особенно в процессе Ректизола. Ректизол особенно подходит для применения, где требуется очень низкая спецификация содержания серы в синтетическом газе (до $0,1 \text{ см}^3/\text{м}^3$), например, в процессах синтеза, которые содержат катализаторы, которые чувствительны к отравлению серой, не требуя отдельной стадии удаления следов серы. СелексолTM может использоваться на установках IGCC, где выбросы CO_2 должны контролироваться, в то время как спецификация на серу не настолько жесткая, как $0,1 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (Raoetal., 2005).

9.3.3.4. Удаление компонентов трассировки Некоторое улавливание карбонильных металлов (таких как Ni и Fe) может происходить в результате адсорбции на углеродных частицах, сопровождающих неочищенный синтетический газ, покидающих газогенератор и собранных в барьерных фильтрах, расположенных выше по потоку от неочищенного скруббера синтетического газа. Растворитель Ректизол улавливает карбонилы, превращая их в их соответствующие сульфиды. Слой, содержащий активированный уголь, также может быть предусмотрен выше AGR для удаления карбониллов. Hg, As, Cd и Se, которые поступают в газификатор в качестве компонентов сырья, обычно улетучиваются в газификаторе в металлической форме или в виде соединений и удаляются с сырьевым синтетическим газом. Сульфидированный слой активированного угля был использован для удаления As из синтетического газа на угле в химикаты газоперерабатывающих заводов Теннесси Истман (Trappetal., 2002). Было обнаружено, что Hg также удаляется этим слоем. Он захватывается преимущественно в виде сульфида, в некоторых случаях элементом. Отработанный углерод следует

рассматривать как опасные отходы, хотя разработчики технологий предпринимают попытки извлечь элементарный Hg. Калгон предлагает сульфидированный активированный уголь для удаления Hg до уровня концентрации 0,01–0,1 мкг/нм³ в синтетическом газе при температуре близкой к температуре окружающей среды и низкой влажности; его захват уменьшается при увеличении температуры и относительной влажности. Их опыт показал, что As также захватывается этим активированным углем. SudChemie также предлагает активированные угли для удаления As и его соединений, тогда как пропитанный углерод Si предлагается, tckb присутствует As в виде органического соединения в синтетическом газе. Одновременно также ожидается захват соединений Cd и Se активированным углем.

9.3.3.5 Газовая турбина Ограничения, налагаемые на газовые турбины в комбинированных циклах, работающих на природном газе, с улавливанием CO₂ до сжигания, описанные ранее, также применяются в приложениях IGCC.

9.3.4 Описание систем IGCC

Конструкция установки IGCC, использующая коммерчески доступные технологии для почти нулевых выбросов (то есть, включая улавливание CO₂), изображена на рис. 9.6 в форме упрощенной блок-схемы с использованием газификаторов с увлеченным слоем с высоким содержанием давления. Подробное описание вместе с технологическими схемами можно найти в Raoetal. (2008). Чистота O₂, составляющая 95%, подается с помощью криогенного повышенного давления ASU для газификаторов и SRU. ASU также создает промежуточное давление N₂ для впрыскивания в газовые турбины. Угольную суспензию готовят в мельницах с мокрым стержнем и вводят в газификаторы, работающие при номинальном давлении 7350 кПа, и генерируют горячий газ (сырьевой синтетический газ), шлак и частицы угля. Сырьевой синтетический газ, выходящий из зоны газификации, охлаждается прямым контактом с водой («общая схема охлаждения»).

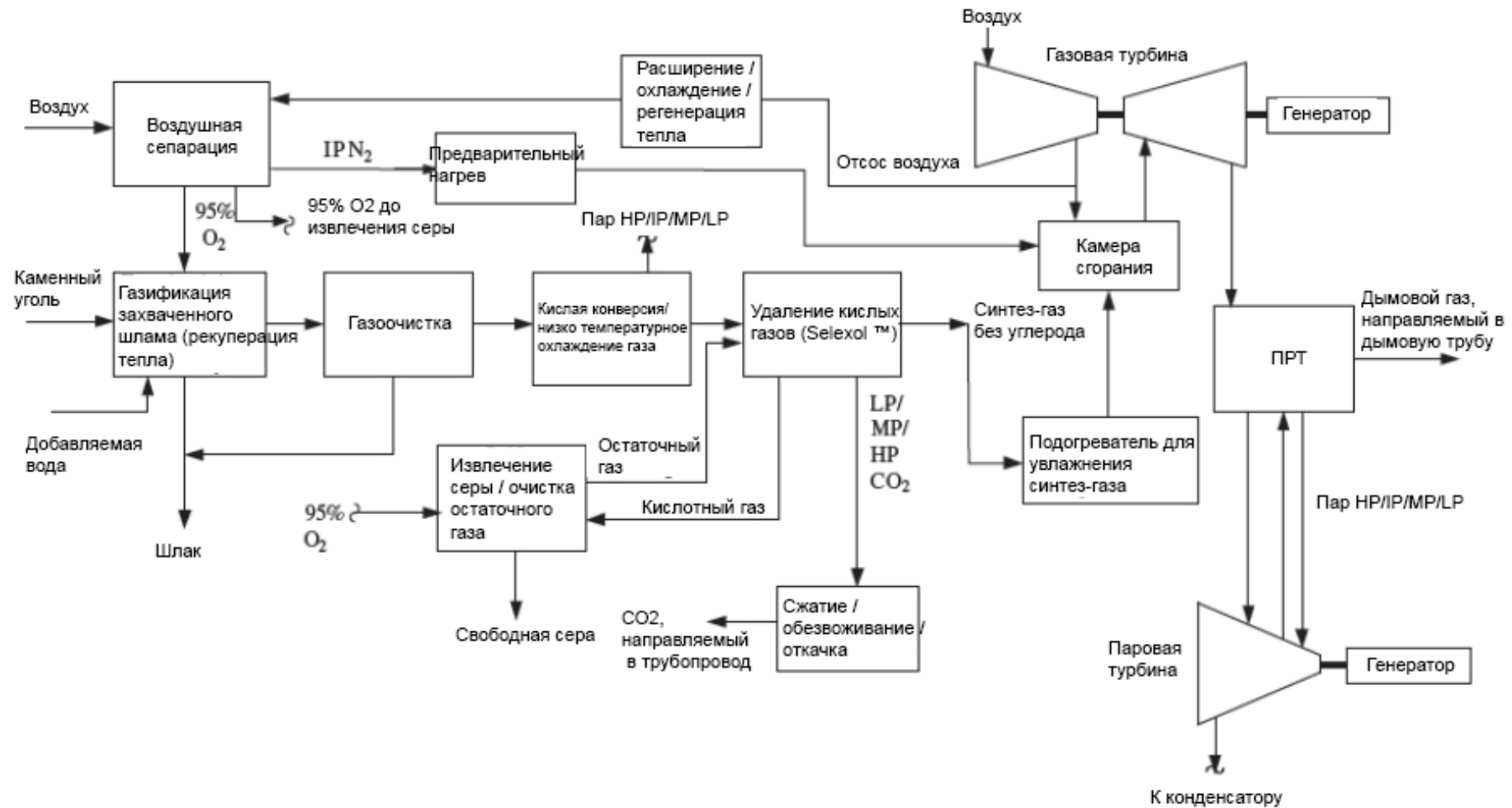


РИСУНОК 9.6 IGCC с нулевым уровнем выбросов

Этот метод охлаждения газа устраняет необходимость в холодильниках для синтетического газа, которые, как правило, являются дороги; операция закалки вводит водяной пар в синтетический газ, который необходим для реакции с CO, присутствующим в синтетическом газе, с образованием H_2 и CO_2 в сменных реакторах. Газ, выходящий из охлаждающей секции газогенератора, подвергается влажной очистке для удаления любых захваченных твердых частиц. Другие примеси, такие как растворимые соли щелочных металлов, галогеноводороды и небольшая доля NH_3 , также удаляются. Загрязненная вода («черная вода») очищается для удаления мелкого шлака, а растворенные газы удаляются путем сброса давления и направляются в SRU. Часть воды («серая вода») возвращается в скруббер, а оставшаяся часть обрабатывается перед сливом.

Промытый газ предварительно нагревают до температуры, достаточно высокой для протекания реакции каталитического сдвига, а затем подают в первый из серии двух адиабатических реакторов с неподвижным слоем с промежуточным охлаждением. Подходящим катализатором, который не отравлен соединениями серы, присутствующими в синтетическом газе, является катализатор кислого сдвига, состоящий из оксидов Co и Mo. Реактор сдвига более подробно описывается в главе 10. Большая часть CO, присутствующего в газе, вступает в реакцию с водяным паром, содержащимся в газе, вводимом в процессе закалки газом, обычно не требуя добавления пара для образования H_2 и CO_2 . Тепло, генерируемое в результате экзотермической реакции сдвига, восстанавливается путем генерации пара высокого и среднего давления. Сдвинутый газ, выходящий из блока сдвига, дополнительно охлаждается в серии кожухотрубных теплообменников, состоящих из парогенератора низкого давления, нагревателя циркуляционной воды увлажнителя синтетического газа, нагревателя вакуумного конденсата и охлаждающего устройства с противопотоком охлаждающей воды. Охлажденный синтетический газ перегревается примерно на 11 °C (20 °F), чтобы избежать конденсации пор, а затем подается в слой сульфидированного активированного угля, который удаляет Hg и другие микроэлементы. Затем отходящий газ охлаждают от охлаждающей воды и подают в установку Селексол™ AGR. Высокотемпературный конденсат, отделенный от газа, возвращается в скруббер, в то время как холодный конденсат подается в очиститель кислой воды. Снятые из воды кислые газы направляются в SRU Клауса. Схема технологического процесса Селексол™ состоит из нескольких колонок и использует охлаждение растворителем для получения чистого синтетического газа, кислого газа, который подается в потоки SRU и CO_2 при трех различных давлениях (как показано ранее на рис. 5.1). Около 50% CO_2 производится при давлении 1034 кПа (150 фунтов на квадратный дюйм), около 40% - при давлении 345 кПа (50 фунтов на квадратный дюйм), а остальное - при давлении 115 кПа (16,7 фунтов на квадратный дюйм) и подается в систему сжатия CO_2 . CO_2 сжимается до сверхкритического давления смеси, обезвоживается, а затем перекачивается до давления в трубопроводе 13 800 кПа (2,015 фунтов на квадратный дюйм). Отходящий газ, выходящий из SRU, который содержит CO_2 и остаточные соединения серы, а также пары элементарной серы, гидрируется с образованием H_2S из частиц серы. Гидрогенизированный остаточный газ затем возвращается обратно в установку AGR. Эта схема рециркуляции не только устраняет наличие аминовой установки для гидрированного отходящего газа без серы, но также является дополнительным источником выбросов на заводе. Чистый синтетический газ без углерода, состоящий в основном из H_2 с небольшим количеством CO и инертных веществ, увлажняется в противопоточной колонне путем прямого контакта с горячей водой, чтобы ввести водяной пар в качестве термического разбавителя для контроля NOx (колонки для таких операций описаны в главе 5). Как правило, вводится достаточное количество водяного пара, так что увлажненный газ имеет теплотворную способность 7870 кДж/Нм³ (200 БТЕ/SCF) на основе LHV. Тепло, требуемое

увлажнителем, извлекается из низкотемпературного тепла, содержащегося в сдвинутом газе (ниже по потоку от блока сдвига в области охлаждения низкотемпературного газа). Влажный газ предварительно нагревают, чтобы безопасно оставаться выше точки конденсации перед запуском в газовых турбинах. Нагрев также увеличивает общую эффективность установки, когда используется тепло из цикла дна. Предварительно нагретый синтетический газ затем подают в газовые турбины, состоящие, как правило, из двух блоков, каждый с мощностью более 200 МВт, так что размер островка газификации достаточно велик, чтобы воспользоваться преимуществом эффекта масштаба. Промежуточное давление N_2 от ASU после предварительного нагрева также подается в газовые турбины, значительная часть которого проходит через отдельные форсунки в камерах сгорания, поэтому его не нужно сжимать до того же давления, что и у синтетического газа, который должен преодолевать более высокое давление. Падение, связанное с клапаном контроля топлива. Введение термических разбавителей, состоящих из N_2 и влаги (через синтетический газ), в дополнение к уменьшению образования NO_x в камере сгорания газовой турбины (путем снижения температуры пламени) также увеличивает полезную мощность на выходе газовой турбины, так как эти разбавители увеличивают количество рабочей жидкости, поступающей в турбину. Увлажнение синтетического газа позволяет эффективно восстанавливать низкотемпературное тепло от установки, обеспечивая дополнительную движущую жидкость под давлением. Удельная теплоемкость трехатомной молекулы H_2O значительно выше, чем удельная теплоемкость двухатомной молекулы N_2 на моль и, следовательно, относительное количество требуемых разбавителей, то есть водяного пара по сравнению с N_2 на объемной или моль основе, на данное количество синтетического газа весьма различны для данной цели сокращения NO_x . Однако еще одним фактором, который следует учитывать, является влияние на температуру горения газовой турбины. Газовая турбина, рассчитанная на определенную температуру обжига на природном газе, будет видеть снижение температуры обжига из-за повышенной концентрации паров H_2O в рабочей жидкости, когда используется увлажнение синтетического газа из-за различных аэротермических свойств рабочей жидкости. Это снижение температуры обжига будет в дополнение к тому, что вызвано увеличением отношения давлений, при этом температура охлаждающего воздуха увеличивается с увеличением отношения давлений.

Как указывалось ранее, в случае газовой турбины с паровым охлаждением снижение температуры обжига из-за увеличения отношения давлений может быть менее значительным (поскольку температура охлаждающего пара может поддерживаться независимо от отношения давлений в газовых турбинах) до тех пор, пока температура на ступенях газовой турбины с воздушным охлаждением низкого давления не станет предельной. Выбор используемого разбавителя, то есть паров H_2O по сравнению с N_2 или их относительных количеств, должен быть включен в исследование систем компромисса/оптимизации, принимая во внимание не только конструкцию островка газификации, такую как варианты рекуперации тепла, но и также влияние на температуру горения газовой турбины.

Выхлопные газы из газовых турбин поступают в установки HRSG тройного давления (каждый HRSG подключен к газовой турбине), которые подают перегретый пар в одну конденсационную паровую турбину. Блок SCR может быть включен в каждую из групп HRSG для дальнейшего уменьшения выбросов NO_x . Следует отметить, что сверхнизкое содержание серы в декарбонизированном синтетическом газе в газовых турбинах делает возможным использование SCR без ограничения образованием солей аммония. В дополнение к этим «местным установкам» должны быть предусмотрены «внешние узлы», также называемые общими объектами, такими как система охлаждающей воды, инструментальный воздух, факельная установка, очистка сточных вод и т. Д.

9.3.5. Преимущества систем IGCC

Выбросы в атмосферу от IGCC значительно ниже стандартов по Закону США о чистом воздухе, а выбросы SO_x, NO_x, CO, летучих металлов и твердых частиц могут быть значительно лучше, чем выбросы, получаемые на оборудованных скрубберами установках для сжигания пылевидного и циркулирующего кипящего слоя угля. Экономические преимущества IGCC могут стать значительными, если будут приняты строгие нормы выбросов в атмосферу, поскольку эта технология может обеспечить большее сокращение выбросов при меньших дополнительных затратах. Например, стоимость удаления более чем 90% летучего Hg из IGCC, работающего на угле, составляет примерно одну десятую от стоимости в пылеугольной котельной (Stiegeletal, 2002). Удаление ртути в системах на основе газификации происходит до сгорания из гораздо меньшего объема (под давлением) синтетического газа по сравнению с удалением из выхлопных газов котла, который находится при давлении, близком к атмосферному, и разбавленном N₂.

IGCC может воспользоваться разработанными передовыми газовыми турбинами, которые повлияют не только на его эффективность, но и на его стоимость. Количество синтетического газа, необходимого для выработки единицы электроэнергии, уменьшается прямо пропорционально увеличению эффективности островка мощности, что уменьшает размер островка газификации и, следовательно, его стоимость. Однако имеют место и технологические достижения, направленные на повышение тепловой эффективности котельных.

9.3.6. Экономия продаж и газификация биомассы

Размер станции оказывает существенное влияние на экономику IGCC и типичный размер, позволяющий в полной мере использовать эффект масштаба, обычно превышает 400 МВт. Как указано в главе 8, ресурсы биомассы имеют тенденцию распределяться и из-за низкой плотности энергии транспортировка биомассы, собранной из различных мест на большие расстояния, к крупной центральной станции экономически затрудняется. Следует рассмотреть вопрос о создании большого IGCC, чтобы воспользоваться преимуществами эффекта масштаба, питаемого как биомассой, так и углем (или другим топливом, таким как нефтяной кокс), и расположенного в непосредственной близости от ресурса биомассы. Дополнительным преимуществом этого подхода является то, что в сезоны низкой доступности исходного сырья для биомассы установка может увеличить свое использование угля, чтобы компенсировать снижение синтетического газа, полученного из биомассы. В случае совместной подачи высокосортного угля (или нефтяного кокса) с биомассой могут потребоваться два типа газификаторов, один из которых оптимизирован для угля (или нефтяного кокса), такой как газификатор с унесенным слоем, и другой, подходящий для значительно химически активного сырья биомассы, такого как газификатор с псевдоожиженным слоем. Для газификации биомассы требуется газификатор сухой подачи.

9.4 Цикл с непрямым сжиганием топлива

Потенциальное применение для непрямого цикла, обсуждаемого в главе 6, предназначено для небольших электростанций (<250 МВт), где такие технологии, как IGCC, могут быть неконкурентоспособными по стоимости. Интерес к углю как топливу сохраняется, но в настоящее время значительные усилия направлены на применение ТЭЦ, работающих на биомассе. Источником тепла для этого косвенно запускаемого цикла также может быть солнечная тепловая энергия, сконцентрированная зеркалами, рассмотренными в главе 12. Технология комбинированного цикла с внешним запуском применяется уже более пяти

десятилетий, но современные коммерческие энергетические системы еще не реализованы. Важнейшим компонентом этой системы является теплообменник, который заменяет камеру сгорания газовой турбины для передачи тепла, выделяемого при сжигании «грязного» топлива, в рабочую жидкость газовой турбины, которая представляет собой просто воздух.

Масштабные испытания с небольшой газовой турбиной, использующей эту концепцию, были проведены некоторым количеством организаций. Были также проведены испытания угольного высокотемпературного теплообменника - ключевой технологии. Керамические и металлические теплообменники были разработаны и испытаны в лабораторных условиях с различной степенью успеха. Продолжаются исследования испытательных стендов для теплообменников и материалов, в основном металлических, в государственных, университетских и промышленных лабораториях. Уже в 1939 году были реализованы две версии непрямого запускаемого цикла: газовая турбина открытого цикла BrownBoveri AG и газовая турбина закрытого цикла³⁷EscherWyss AG. Машина Брауна Бовери состояла из обычного цикла Брайтона с температурой на входе в турбину 540°C (1000 °F) и результативной эффективностью чуть более 17% в режиме простого цикла. Газовая турбина с замкнутым циклом EscherWyss обеспечивает более сложный термодинамический цикл, чем машина Брауна Бовери, что приводит к более высокой эффективности практически при том же уровне аэродинамической технологии турбины. Температура на входе в турбину составляла приблизительно 650 °C (1200 °F). При более высокой температуре и более сложном цикле КПД составлял более 31% (NHV), конкурируя с существующими системами паровых котлов. Температура на входе в турбину ограничена положениями металлургии, используемой в угольном нагревателе. Программа высокопроизводительных электростанций Министерства энергетики США в 1990-х годах была нацелена на достижение общей эффективности более 47% (NHV) при одновременном соблюдении норм выбросов, которые составляли одну десятую от NSPS США для тогдашних действующих угольных котельных электростанций.

Пример 9.3 Выведите выражение для первого закона эффективности η_I газовой турбины замкнутого цикла как функции изоэнтروпического КПД компрессора $\eta_{\text{комп}}$, изоэнтропического КПД турбины $\eta_{\text{турб}}$, КПД генератора (включая механические потери) $\eta_{\text{ген}}$, коэффициентов давления компрессора и турбины $\pi_{\text{комп}}$ и $\pi_{\text{турб}}$ (отношение давления нагнетания до его давления на входе в случае компрессора и наоборот в случае турбины, эти соотношения отличаются, когда учитывается перепад давления на теплообменниках для добавления и отвода тепла), абсолютная температура на входе в компрессор $T_{\text{комп,вх}}$, абсолютная температура на входе в турбину $T_{\text{турб,вх}}$, и k - отношение удельной теплоемкости C_p постоянного давления к удельной теплоемкости C_v постоянного объема для идеального рабочего газа, где k остается постоянным и незначительные потери тепла. Используя полученное выражение, сравните η_I для одноатомного (например, He), двухатомного (например, N_2) и трехатомного (например, CO_2) газа в качестве рабочей жидкости со следующими параметрами: $\eta_{\text{комп}} = 0.88$, $\eta_{\text{турб}} = 0.9$, $\eta_{\text{ген}} = 0.97$, $\pi_{\text{комп}} = 10$, $\pi_{\text{турб}} = 8$, $T_1 = 310$ K и $T_2 = 1100$ K.

Решение

Полезная мощность, которая вырабатывается газовой турбиной, представляет собой разницу между мощностью турбины, производимой согласно уравнению (3.28), и потребляемой компрессором мощностью, выраженной уравнением (3.25), умноженной на

³⁷Замкнутый цикл содержит рабочую жидкость внутри цикла путем рециркуляции выхлопа турбины после рекуперации тепла и/или отвода тепла на вход компрессора. Рабочей жидкостью может быть воздух или газ, такой как He, для высокотемпературного газоохлаждаемого ядерного реактора, обсуждаемого в главе 12.

$\eta_{\text{ген}}$. Объемный расход, фигурирующий в этих уравнениях, может быть записан для идеального газа как:

$$\dot{V}_{\text{вх.}} = \frac{\dot{m} R_u T_{\text{вх.}}}{M_w P_{\text{вх.}}}$$

где $\dot{m}$ - массовый расход газа, R_u - универсальная газовая постоянная, M_w - молекулярная масса, а $T_{\text{вх.}}$ и $P_{\text{вх.}}$ - температура и давление на входе. Используя это соотношение, полезная мощность, вырабатываемая газовой турбиной, может быть записана как:

$$W_{\text{net}} = \frac{k \dot{m} R_u \eta_{\text{ген}}}{(k-1) M_w} [T_{\text{турб,вх.}} \eta_{\text{турб}} \{1 - \left(\frac{1}{\pi_{\text{турб}}}\right)^{(k-1)/k}\} - \frac{T_{\text{комп,вх.}}}{\eta_{\text{комп}}} \{(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1\}] \quad (9.7)$$

Тепло, добавленное к циклу, дается:

$$\dot{Q}_{\text{вх.}} = (\dot{m} C_p) (T_{\text{турб,вх.}} - T_{\text{комп,вых.}}) \quad (9.8)$$

Температура на выходе компрессора $T_{\text{комп,вых.}}$ может быть связана с его температурой на входе путем решения следующих соотношений для мощности, требуемой компрессором:

$$\dot{W}_c = (\dot{m} C_p) (T_{\text{комп,вых.}} - T_{\text{комп,вх.}}) = \frac{k \dot{m} R_u T_{\text{комп,вх.}}}{(k-1) M_w \eta_{\text{комп}}} [(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1]$$

в результате чего в уравнении 9.9

$$T_{\text{комп,вых.}} = T_{\text{комп,вх.}} + \frac{k R_u T_{\text{комп,вх.}}}{(k-1) C_p M_w \eta_{\text{комп}}} [(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1] \quad (9.9)$$

Объединяя уравнения 9.7–9.9, эффективность первого закона можно записать так, как если бы мы заметили, что $R_u C_p M_w = k - 1$

$$\eta_I = \eta_{\text{ген}} * \frac{T_{\text{турб,вх.}} \eta_{\text{турб}} [1 - (1/\pi_{\text{турб}})^{(k-1)/k}] - (T_{\text{комп,вх.}}/\eta_{\text{комп}}) [(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1]}{T_{\text{турб,вх.}} - T_{\text{комп,вх.}} \{1 + (1/\eta_{\text{комп}}) [(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1]\}} \quad (9.10)$$

Отношение удельных тепла для трех газов, а также эффективности по первому закону, рассчитанных путем подстановки заданных числовых значений в производную

ТАБЛИЦА 9.3 Эффективность по первому закону для газовой турбины с замкнутым циклом

Тип газа (идеальный)	Моноатомный	Двухатомный	Трехатомный
Соотношение удельного тепла k	1.67	1.40	1.29
Первый закон эффективности η_I	9.99%	24.27%	22.91%

Уравнение 9.10 ранее представлено в Таблице 9.3. Эти эффективности не являются оптимальными для каждого из газов, поскольку отношение давлений поддерживалось

постоянным. Отношение давления, соответствующее оптимальному КПД, может быть легко рассчитано с использованием уравнения 9.10 и будет самым низким для одноатомного газа, и в то же время самым высоким для трехатомного газа среди трех типов газов.

Литература

- Armstrong PA. ITM oxygen: The new oxygen supply for the new IGCC market. Gasification Technologies Conference; October 2005; San Francisco, CA.
- Butz JR, Lovell JS, Broderick TE, Sidwell RW, Turchi CS, Kuhn AK. Evaluation of amended silicates™ sorbents for mercury control. Proceedings of the Mega Symposium; May 2003; Washington, DC.
- Chapel DG, Mariz CL, Ernest J. Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends. Canadian Society of Chemical Engineers Annual Meeting; October 4-6, 1999; Saskatoon, Saskatchewan, Canada.
- Dennis RA. DOE advanced turbine program ceramic material needs for advanced hydrogen turbines. U.S. Advanced Ceramics Association Spring Meeting; May 2008; Arlington, VA.
- Ganapathy V. Cold end corrosion: Causes and cures. Hydrocarb Process January 1989;57-59.
- Gangwal SK, TurkBS, Coker D, Howe G, Gupta R, Kamarthi R, LeiningerT, Jain S. Warm-raz desulfurization process for Chevron Texaco Quench gasifier syngas. 21st Annual Pittsburgh Coal Conference; 2004; Pittsburgh, PA.
- Hada S, Masada J, Ito E, Tsukagoshi K. Evolution and future trend of large frame raz turbine for power generation—A new 1600 degree C, J class raz turbine. GT2012-68574. Proceedings of ASME Turbo Expo; June 2012; Copenhagen, Denmark.
- Hannemann F, Kanaar M. Operational experience of the buggenum IGCC plant and enhanced V94.2 raz turbine дифф.еpts for high syngas reliability and flexibility. Gasification Technologies Conference; October 2002; San Francisco, CA.
- Keeler CG. Wabash river in its fourth year of commercial operation. Gasification Technologies Conference; October 1999; San Francisco, CA.
- Krishnan GN, Gupta R, Ayala RE. Development of disposable sorbents for chloride removal from high-temperature coal-derived gases. U.S. Department of Energy Report; 1996. Report nr. DOE/MC/30005-97/C0748. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy.
- Martinez-Frias J, Aceves S, Smith JR, Brandt H. Thermodynamic analysis of zero-atmospheric emissions power plant. ASME International Conference; November 2002; New Orleans, LA.
- McDaniel JE, Shelnut CA. Tampa electric company polk power station IGCC project—project status. Gasification Technologies Conference; October 1999; San Francisco, CA.
- Pierce RR. Estimating acid dewpoints in stack gases. Chem Eng 1977;11:125-128.
- Rao AD, Francuz DJ, Scherffius J, West E. Electricity production and CO₂ capture via partial oxidation of natural raz. Prepared by Fluor Daniel Inc., CRE Group Ltd Report; April 2000. Report nr. PH3/21. IEA Greenhouse Газ R&D Programme, Cheltenham, U.K.
- Rao AD, Verma A, Samuelsen GS. Acid raz removal options for the FutureGen plant. Clearwater Coal Conference; April 2005; Clearwater, FL.
- Rao AD, Francuz DJ, Maclay JD, Brouwer J, Verma A, Li M, Samuelsen GS. Systems analyses of advanced Brayton cycles for high efficiency zero emission plants. Prepared by University of California, Irvine, U.S. Department of Energy Report. December 2008. Available at <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/951990>. Accessed December 4, 2014.
- Rhudy R. Retrofit of CO₂ capture to natural raz combined cycle power plants. Prepared by The International Energy Agency Greenhouse Газ Program for EPRI Report; 2005. EPRI, Palo Alto, CA.
- Roark SE, Machay R, Sammells AF. Hydrogen separation membranes for vision 21 energy plants. 28th International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel Systems; March 10-14, 2003; Clearwater, FL.
- Sanz W, Jericha H, Luckel F, Gottlich E, Heitmeir F. A further step towards a Graz cycle power plant for CO₂ capture. ASME Turbo Expo; June 6-9, 2005; Reno-Tahoe, NV.
- Smith D. *H System Steams On*. Modern Power Systems; February 2004, 17-20.
- Stiegel GS, Longanbach JR, Klett MG, Maxwell RC, Rutkowski MD. The cost of mercury removal in an IGCC plant. U.S. Department of Energy Final Report; September 2002. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy.
- Trapp W, Denton D, Moock N. Gasification plant design and operation considerations. Gasification Technologies Conference; October 2002; San Francisco, CA.

10

Сопутствующее производство и когенерация

Сопутствующее производство синтетического топлива и химических элементов на угольных электростанциях и электростанциях, работающих на биомассе, привлекает к себе значительное внимание благодаря синергии между производством электроэнергии и когенерацией, особенно по причине неустойчивости возобновляемых источников энергии, обеспечивающих большую долю энергии в сети. В главе 12 обсуждается важность того, чтобы источники бесперебойного питания могли быстро увеличивать или уменьшать свою мощность на выходе, чтобы удовлетворить спрос, возникающий, когда выход неустойчивых возобновляемых источников энергии снижается, и наоборот. Изменение расщепления синтез-газа, поступающего в энергоблок в качестве топлива, по сравнению с переходом в блок совместного производства позволяет использовать эту возможность в установках с комбинированным циклом интегрированной газификации (КЦИГ - integrated gasification combined cycle (IGCC)). Сопутствующее производство также может быть осуществлено на установке на основе топливного элемента (об том в главе 11), предусматривающей эту возможность, путем изменения доли связанной топливной энергии, преобразованной в электричество в топливном элементе.

Особенно привлекательна удельная стоимость сопутствующего производства H_2 на установке КЦИГ, которая требует декарбонизации синтез-газа перед его сжиганием в газовой турбине для контроля выбросов углерода. Различные синтезируемые сопутствующие продукты показаны на Рисунке 10.1. Электростанции, работающие на природном газе, также можно проектировать с учетом сопутствующего производства. Есть и другие преимущества сопутствующего производства, которые будут обсуждаться вместе с процессами синтеза некоторых ключевых сопутствующих продуктов, и, наконец, некоторые из концепций интеграции установок совместного производства, использующих как природный газ, так и цикл КЦИГ.

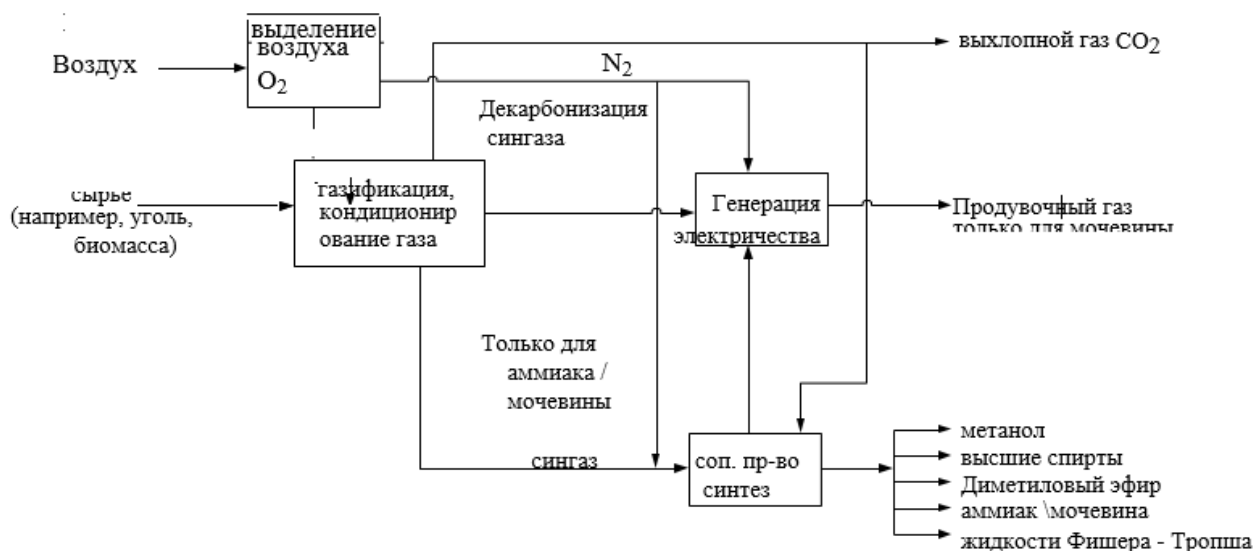


РИСУНОК 10.1 Сопутствующее производство в установке КЦИГ

10.1 Типы сопутствующих продуктов и объединение процессов с сопутствующим производством

Кроме водорода, существует ряд других сопутствующих продуктов, которые могут быть получены из синтез-газа, таких как метанол, этанол и другие высшие спирты, диметиловый эфир (путем прямого синтеза вместо превращения метанола), жидкости Фишера-Тропша (выделенные до нафты, топлива для реактивных двигателей, дизельное топливо и воск), удобрения, аммиак и мочевина. Обратите внимание на то, что некоторые из этих сопутствующих продуктов могут затем использоваться для синтеза других химических веществ, одним из таких примеров является метанол. Помимо того, что он полезен сам по себе (в качестве промышленного растворителя для чернил, смол, адгезивов для изделий из дерева и красителей, в качестве фармацевтического растворителя при производстве холестерина, стрептомицина, витаминов и гормонов, в качестве антифриза для автомобильных радиаторов, в качестве ингредиента для средств удаления краски и лака, для денитрификации сточных вод и пере-этерификации биодизеля, в качестве топлива в топливных элементах, а также при транспортировке), он используется для производства сотен других химических веществ, включая формальдегид, уксусную кислоту и диметиловый эфир.

Понятие синергии в совместном производстве включает в себя:

- Реализацию роста масштаба строительства более крупных установок по производству как электроэнергии, так и сопутствующих продуктов, а также совместного использования мощностей и носителей таких установок как для отвода тепла, факелы, воздух КИП и очистка сточных вод.
- Эффективное использование пара, генерируемого установками, связанными с сопутствующим производством в одной крупной паровой турбине.
- Возможность для установки соответствовать нагрузке, создаваемой сетью, изменяя расщепление синтез-газа, идущего к энергоблоку, по сравнению с установкой

совместного производства.

- В отношении сопутствующих продуктов, таких как метанол, этанол и жидкости Фишера-Тропша (как будет объяснено ниже в этой главе):
- Сниженная скорость рециркуляции контура синтеза неконвертированным продувочным газом, запущенным в газовой(ых) турбине(ах).
 - Более высокая пропускная способность реактора из-за меньшей инертности.
 - Уменьшение количества разбавителя, добавляемого в газовую (ые) турбину(ы) для контроля NO_x за счет низкой теплотворной способности продувочного газа.

10.2 Получение синтетического газа в процессе сопутствующего производства

Ключевыми реакторами для получения синтез-газа на заводах, работающих на угле и биомассе, а также на установках совместного производства на природном газе, являются соответственно газификаторы и установки риформинга. Реакторы сдвига также необходимы на большинстве установок совместного производства, чтобы обеспечивать подачу газа в блок синтеза с правильным стехиометрическим соотношением $\text{H}_2 : \text{CO}$ (в то время как необходимая концентрация CO_2 в синтез-газе регулируется при удалении кислого газа на выходе (УКГ - acid gas removal (AGR))). Эти реакторы обсуждаются в следующих пунктах.

10.2.1 Газогенераторы

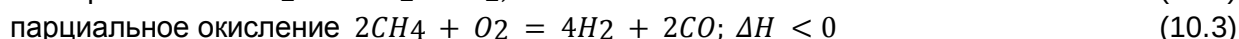
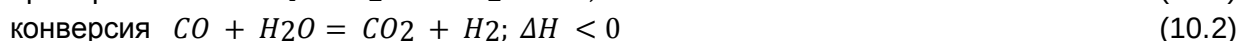
Как описано в главе 9, реакция частичного окисления углерода, содержащегося в топливе (сырье), представляет собой экзотермическую реакцию $\text{C} + \frac{1}{2}\text{O}_2 = \text{CO}$ и H_2O в виде пара или жидкости и вводится в газогенератор для незначительного понижения температуры реакции эндотермической реакцией $\text{C} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}$. Другие реакции включают экзотермическую реакцию сдвига водяного газа $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2$ и высоко экзотермическую реакцию гидро-, газификации $\text{C} + 2\text{H}_2 = \text{CH}_4$, хотя только в ограниченной степени, и большая часть CH_4 , производимого газогенератором, происходит от разложения летучих веществ в сырье. Сера выделяется, главным образом, в виде H_2S с некоторым количеством COS , в то время как другие соединения серы, такие как CS_2 и меркаптаны, образуются в незначительных количествах, когда рабочая температура газогенератора высокая ($> 1100^\circ\text{C}$). Азот выделяется в основном в виде элементарного N_2 , небольшого количества NH_3 , и гораздо меньшего количества HCN , когда рабочая температура газогенератора высокая. Cl , присутствующий в сырье, выделяется, главным образом, в виде HCl .

Существует три основных типа газогенераторов, классифицированных в зависимости от того, как твердые частицы протекают через газогенератор: газогенератор с подвижным слоем, газогенератор с псевдоожиженным слоем и газогенератор с увлеченным слоем, как описано более подробно в главе 9. Более высокое содержание CH_4 в синтез-газе ограничивает его использование для синтеза большинства сопутствующих продуктов (за исключением заменителя природного газа или ЗПГ - substitute natural gas (SNG) по ряду причин. На установках совместного производства степень декарбонизации (для контроля выбросов CO_2) синтез-газа, используемого в качестве топлива для газовой турбины, ограничена фактическим содержанием CH_4 . Именно CO и H_2 являются строительными

блоками для большинства со-продуктов (сопутствующих продуктов), а CH_4 «связывает» атомы С и Н, которые в противном случае могли бы использоваться для получения СО и H_2 и, следовательно, со-продукта. Кроме того, содержание CH_4 снижает парциальное давление реагентов (H_2 , СО, и CO_2), требуя увеличения количества продувочного пара из блока синтеза, чтобы ограничить накопление инертного газа, так как большинство процессов рециркулируют непрореагировавший газ обратно в реактор синтеза для увеличения общей конверсии. Для преобразования CH_4 в H_2 и СО после очистки синтез-газа можно использовать риформинг, однако его включение увеличит стоимость установки и сложность работ.

10.2.2 Установки риформинга

Установки каталитического риформинга, используемые для получения синтез-газа из природного газа, это паровой метановый реформатор (ПМР - steam methane reformer (SMR), автотермический реформатор (АТР - auto-thermal reformer (ATR) и их комбинация. Используется катализатор на основе Ni, и основные общие реакции, происходящие в ПМР, определяются реакциями (10.1) и (10.2), в то время как все три из следующих реакций происходят в АТР:



10.2.2.2.1 ПМР Этот тип риформинг-установки представляет собой реактор с нагревом для обеспечения тепла, требуемого для эндотермической реакции (10.1), и состоит из нескольких заполненных катализатором труб, расположенных в топке. Сырье, состоящее из смеси предварительно нагретого (до 500-650 С) десульфурированного природного газа (чтобы избежать отравления никелевым катализатором) и пара, подается в трубы, и реакция риформинг-установки происходит в основном в диапазоне температур от 700 до 1100 С. Пар добавляется во избежание образования сажи и осаждения углерода на поверхности катализатора путем обращения реакции Будуара $2\text{CO} = \text{C} + \text{CO}_2$, а также во избежание образования пыли в оборудовании и трубопроводах ниже по потоку в диапазоне критических температур около 400– 750 С. Металлическая пыль может быть серьезной проблемой коррозии. Топка оборудована горелками для сжигания топлива (природного газа), и передача тепла в трубы происходит за счет излучения и конвекции. Вниз по потоку от топki находится конвективная секция, в которой реформируемый природный газ предварительно нагревается, пар генерируется и перегревается, паровой котел предварительно нагревается и сырье на риформинг-установке (когда включается предварительный реформатор, особенно когда природный газ содержит значительные количества высших углеводородов) нагревается. Предварительная риформинг-установка (преобразователь) представляет собой адиабатический низкотемпературный паровой реформатор (реактор с неподвижным слоем), и предварительное преобразование высших углеводородов приводит к стабильным и менее жестким рабочим условиям для ПМР, таким образом обеспечивая его надежную работу и увеличивая срок службы трубы реформатора. Количество пара, необходимое для подачи в ПМР (обычно выражается как молярное отношение H_2O к С в подаваемой смеси), также уменьшается и, таким образом, уменьшается общий расход топлива.

В некоторых конструкциях, подходящих для применений меньшего масштаба, секция излучения была исключена, и все тепло, необходимое для реакций реформатора, обеспечивается конвекцией в «теплообменном реформаторе». Он состоит из пучка труб, где каждый набор труб, состоит из трех концентрических труб. Дымовой газ из камеры сгорания проходит через кольцевое пространство между самой внешней трубой и второй внутренней

трубой, обеспечивая тепло для реакций предварительного нагрева и риформинга, в то время как реформируемый газ проходит через заполненное катализатором кольцевое пространство между второй внутренней трубой и трубой в самой середине, передавая тепло предварительно нагретым и реформированным газам. Преимущество этой конструкции состоит в том, что значительно более высокая доля тепла, выделяемая при сжигании топлива, используется для процесса преобразования чем в предыдущей конструкции ПМР, где также значительная доля тепла подается в паровую систему.

10.2.2.2 АТР Этот тип риформинг-установки содержит зону сгорания сверху и заполненный катализатором неподвижный слой внизу. Природный газ, смешанный с субстехиометрическим количеством O_2 (или воздуха в случае синтеза NH_3), сжигается в зоне горения и проходит через секцию промежуточной рециркуляции, где горячий газ продолжает реагировать. Затем газ поступает в нижнюю часть, содержащую катализатор, и выходит из слоя при температуре, как правило, от 850 до 1000°C с близким приближением к химическому равновесию. АТР подходят для получения больших объемов синтез-газа, особенно с относительно низким отношением H_2 к CO (1,5–3 моль), что необходимо для синтеза жидкостей Фишера-Тропша. CO_2 , отделенный от синтез-газа ниже по потоку от сменной установки, также может быть переработан для достижения низкого соотношения H_2 к CO .

10.2.2.3 Комбинированные ПМР и АТР Два типа риформинг-установок могут быть объединены в определенных случаях применения в зависимости от желаемого отношения H_2 к CO , при этом тепло, требуемое ПМР, подается горячим отходящим газом из АТР без необходимости сжигания топлива в ПМР. Эта конфигурация использовалась для производства H_2 или синтез-газа для синтеза метанола. Нагреваемый газом ПМР в таких случаях применения - это прежде всего теплообменник. Необходимо правильное количество пара, а также ограничение рабочего давления, чтобы избежать проблем с отложением углерода и металлической пыли.

10.2.3 Реактор конверсии

Реактор адиабатического сдвига состоит из вертикального сосуда, содержащего неподвижный слой катализатора, в котором происходит реакция сдвига водяного газа $CO + H_2O = CO_2 + H_2$, чтобы изменить отношение H_2 к CO в синтез-газе, генерируемом газогенератором или риформинг-установкой. Обычно используются два адиабатических реактора, последовательно соединенных между собой, с охлаждением воздуха, чтобы максимизировать конверсию, поскольку реакция является экзотермической, и равновесная конверсия уменьшается с увеличением температуры. Первый реактор работает при более высоких температурах (чем второй), где происходит массовая конверсия CO , и повышение температуры в реакторе намного больше. Температура на выходе из второго реактора намного ниже, что способствует более высокой конверсии с точки зрения химического равновесия. Процесс изображен на графике зависимости температуры от концентрации CO на Рисунке 10.2. Равновесная концентрация CO установлена в графике в зависимости от температуры, и, как видно, конверсия в первом реакторе ограничена его температурой на выходе. Таким образом, проводя общий процесс конверсии в двух реакторах при охлаждении потока, выходящего из первого реактора, прежде чем он поступит во второй реактор, можно достичь гораздо более высоких конверсий, причем температура на выходе

второго реактора намного ниже и, соответственно, видна значительно более низкая равновесная концентрация СО как его верхний предел.

Неадиабатические реакторы, такие как «изотермический реактор» с внутренними охлаждающими змеевиками, также используются, когда концентрация СО на входе в синтез-газ очень высока, но синтез-газ должен быть сверхчистым. Такие реакторы ограничены применением при пониженной температуре с легким сдвигом, о которых речь будет идти ниже.

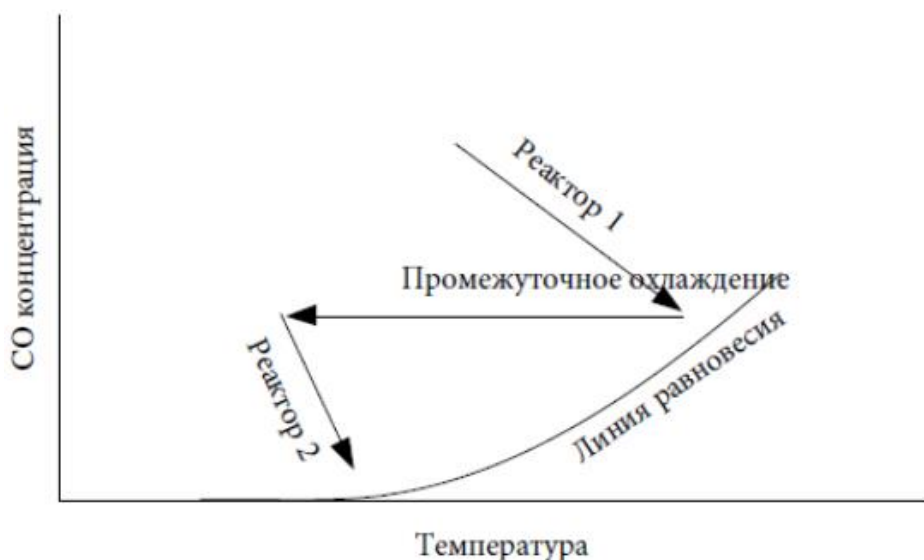


РИСУНОК 10.2 Зависимость температуры от концентрации СО

Реакторы конверсии обычно конструируются с взаимозаменяемыми компонентами подачи/сброса для предварительного нагрева подаваемого газа при одновременном восстановлении тепла из выходящего потока (см. Пример 7.2), и необходимо предусмотреть источник тепла для предварительного нагрева подаваемого газа во время запуска, обеспечивая электрический нагреватель или теплообменник от пара в зависимости от требуемой теплопередачи. Размер этого нагревателя не обязательно должен соответствовать полной расчетной скорости потока сингаза, поскольку установка может быть запущена при более низкой скорости потока, скажем, 25% от расчетной скорости потока.

10.2.3.1 Нейтральная конверсия, когда синтез-газ по существу не содержит частиц серы («нейтральный газ»), как в случае, когда он генерируется обычной риформинг-установкой на основе Ni-катализатора или его концентрации очень низкие (некоторые катализаторы нейтральной конверсии переносят около 100 ppmv), тогда катализаторы, содержащие Fe_2O_3 и Cr_2O_3 , используются в условиях более высоких температур (рабочий диапазон ~ 350–480 С). Некоторые составы содержат CuO , что позволяет снизить отношение пара к газу без связанной с этим проблемы получения углеводородов реакциями Фишера-Тропша. Для средних (рабочий диапазон ~ 200–320 С) или низких (рабочий диапазон ~ 200–260 С) температурных режимов используются катализаторы, содержащие CuO , ZnO и Al_2O_3 . Конструкция системы должна учитывать увеличение минимальной температуры на входе, необходимой для инициирования реакции, и снижение конверсии СО по мере старения катализатора (постепенно дезактивируется). Реактор(ы) и теплообменник(и) могут быть сконструированы таким образом, чтобы фракция синтез-газа обходила реактор(ы), так что по мере старения катализатора фракция байпаса может

уменьшаться для контроля общей конверсии CO, то есть удерживать определенное соотношение CO и H_2 в синтез-газе, выходящем из блока конверсии. Подаваемый в реактор газ должен быть предварительно нагрет достаточно выше своей точки росы, чтобы избежать конденсации паров H_2O в порах катализатора, что является типичным требованием для большинства катализаторов и твердых адсорбентов. Может быть достаточно перегрева до 20-25 °C, но следует проконсультироваться с поставщиком катализатора относительно рекомендаций, относящихся к данному катализатору.

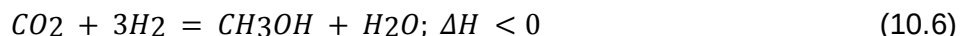
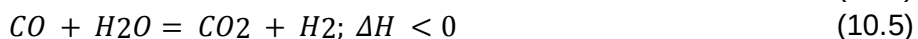
С помощью неадиабатических реакторов или (почти) изотермических реакторов, то есть с внутренними трубами для передачи тепла реакции для генерирования пара, можно устранить необходимость в нескольких реакторах (с промежуточным охлаждением), но стоимость такого реактора имеет тенденцию быть выше, и в таком случае требуется тщательное изучение компромисса для выбора правильного типа реактора(ов).

10.2.3.2 Кислая конверсия. Когда синтез-газ содержит такие виды серы, как H_2S и COS («кислый газ»), как в случае, когда синтез-газ образуется в результате газификации угля или другого серосодержащего сырья, катализаторы, которые не отравлены этими видами серы, используются в составе, полученном из CoO , Mo_2O_3 , и Al_2O_3 с запатентованными промоторами и активированы сульфидированием. Диапазон рабочих температур для таких катализаторов зависит от производителя; минимальная температура на входе может составлять примерно 200 °C, в то время как температура на выходе может достигать примерно 430 °C, в зависимости от конкретной рецептуры. Как поясняется в разделе «нейтральная конверсия», изменение требуемой температуры на входе и конверсии CO в зависимости от возраста катализатора следует учитывать при проектировании системы. Опять же, реактор(ы) и теплообменник(и) могут быть сконструированы так, чтобы часть синтез-газа, обходя реактор(ы), контролировала конверсию CO (чтобы удерживать определенное отношение CO к H_2 в стоках) по мере старения катализатора. Для сульфидированных катализаторов требуется минимальная концентрация частиц серы в синтез-газе для поддержания их активности, составляющая примерно 100 ppmv по объему, хотя более высокие концентрации могут быть предпочтительными для поддержания катализатора в оптимальном сульфидированном состоянии. Любой COS, присутствующий в синтез-газе, гидрируется или гидролизуется до H_2S при большинстве рабочих условий, тогда как HCN гидрируется до CH_4 и NH_3 . Минимальная концентрация H_2O в синтез-газе требуется для того, чтобы избежать образования и осаждения углерода на поверхности катализатора путем обращения реакции Будуа (Boudouard reaction), а также для того, чтобы избежать реакций Фишера-Тропша с образованием углеводородов. Эта минимальная концентрация H_2O , определяемая молярным отношением между H_2O и CO, может достигать 2,0 (вдвое больше стехиометрического требования для конверсии CO). Опять же, подаваемый в реактор газ нагревается до достаточно высокой температуры, чтобы избежать конденсации H_2O в порах катализатора, на 20-25 °C выше температуры таяния H_2O .

10.3 КОНВЕРСИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО ГАЗА В НЕСКОЛЬКО КЛЮЧЕВЫХ СОПУТСТВУЮЩИХ ПРОДУКТОВ

10.3.1 Метанол

Ниже представлены все реакции, рассматриваемые для синтеза метанола (Тиджн и соавт., 2001):



Если рассматривать только реакцию (10.4), то стехиометрическое отношение или число, определяемое молями H_2 /молей CO , будет равно 2,0. Когда также имеет место реакция конверсии водяного газа (10.5), стехиометрическое число следует скорректировать, поскольку моль H_2 расходуется на каждый моль CO_2 для получения моля CO .

Соответствующее стехиометрическое соотношение или число, которое следует учитывать, становится (моли H_2 - моли CO_2) / (моли CO + моли CO_2), и используется небольшое превышение стехиометрического требования 2,0, как правило, 2,05 в большинстве обычных газофазных реакторах синтеза. Обратите внимание, что только две из предшествующих реакций являются термодинамически независимыми; реакция (10.6) может быть получена путем сочетания реакций (10.4) и (10.5). Реакция (10.4) указывает на то, что равновесной конверсии способствуют более низкие температуры и более высокие давления. Чрезмерно высокое давление требует более дорогого оборудования (геометрический размер оборудования уменьшается с увеличением давления, и обычно существует компромисс между размером и, скажем, толщиной стенки сосуда или трубы). С годами рабочее давление в реакторах синтеза метанола снижалось за счет использования катализаторов, состоящих в основном из Cu и Zn , которые более активны. Свежий катализатор состоит из оксида меди, который затем восстанавливается при помощи CO до его активной металлической формы. Когда в реактор каталитического синтеза метанола подается синтез-газ, обогащенный CO , может произойти избыточное восстановление, которое может вызвать усиленное спекание металлических частиц (Куртц и соавт., 2003).

В иллюстративных целях процесс синтеза жидкой фазы метанола, разработанный компанией Air Products, по технологии LPMEON™, изображен на рисунке 10.3 (Гэйдорн и соавт., 2003). Демонстрационная установка, построенная на комплексе Eastman Chemical в Кингспорте, штат Теннесси, успешно работала при производительности 80 000 галлонов (303 м³) метанола в день при конверсии синтез-газа, полученного из угля. Было показано, что процесс достаточно устойчив, для работы либо в режиме непрерывной базовой нагрузки, либо с перерывами, и его можно было легко наращивать и уменьшать, что требуется для установки совместного производства, дополняющей периодически возобновляемые источники энергии. В технологии LPMEON™ используется коммерчески доступный метанольный катализатор в виде мелкодисперсного порошка, суспендированный в инертном минеральном масле. Другая особенность этой технологии заключается в том, что чистый синтез-газ можно подавать непосредственно в блок синтеза без каких-либо корректировок, требуемых для соотношения между H_2 , CO , и CO_2 , что может снизить затраты, связанные со смещением водяного газа и блоков удаления CO_2 . Данные, собранные на демонстрационном заводе, показали, что не наблюдалось необычной скорости дезактивации, даже когда молярное отношение H_2 к CO было ниже 1. Следует отметить, что чем выше содержание CO_2 в синтез-газе для данного отношения H_2 к CO , тем выше будет содержание влаги в производимом неочищенном метаноле, что увеличивает эксплуатационные и капитальные затраты на установку нисходящей дистилляции, необходимой для очистки неочищенного метанола. Тщательный системный анализ необходим для определения оптимального содержания CO_2 в синтез-газе на основе этого компромисса, особенно в установках совместного производства, включающих улавливание и удаление углерода, поскольку в любом случае включена установка декарбонизации синтез-газа, хотя ее размер, возможно, придется увеличить. Когда синтез-газ получают из природного газа в ПМР, выгодно извлекать CO_2 из дымового газа, выходящего из ПМР

(используя процесс с амином, такой как описанный в главе 9), и добавлять его в исходный газ блока синтеза чтобы оптимизировать соотношение между H_2 , CO , и CO_2 , природный газ является богатым водородом сырьем, то есть путем использования технологий улавливания CO_2 , доступных или разрабатываемых для улавливания после сгорания.

Десульфурированный сингаз с необходимым соотношением между H_2 , CO , и CO_2 подается в блок синтеза, где он сначала проходит через защитный слой для удаления любых присутствующих карбониллов (как указано в главе 9), когда синтез-газ образуется из сырья, такого как уголь и нефтяной кокс с последующим сжатием до необходимого давления в контуре синтеза (около 56 бар).

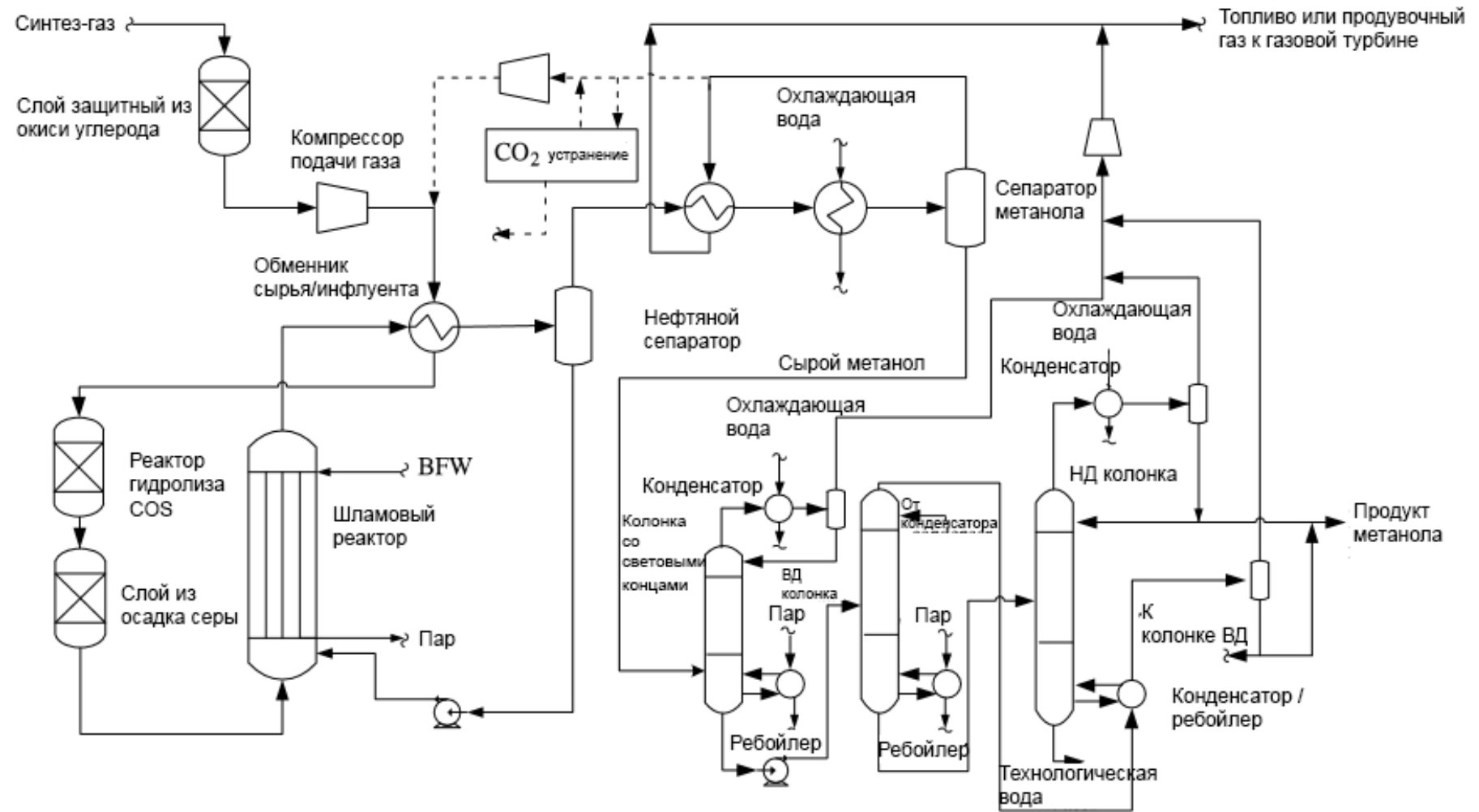


РИСУНОК 10.3 Синтез и дистилляция жидкой фазы метанола

Затем он объединяется с синтез-газом при рециркуляции синтез-цикла; доля переработанного синтез-газа по сравнению с продувкой и подачей в газовую турбину на установке совместного производства может быть небольшой или не зависеть от результатов, полученных в ходе системного анализа. Объединенный поток затем предварительно нагревают в обменнике подачи / сброса и затем пропускают через реактор гидролиза COS для преобразования любого COS, оставшегося в синтез-газе, в H_2S с последующим защитным слоем серы для удаления следов H_2S , когда генерируется синтез-газ из серосодержащего сырья, такого как уголь и нефтяной кокс. Затем его подают в шламовый реактор, содержащий мелкие частицы катализатора, взвешенные в инертной углеводородной жидкости (минеральное масло). Минеральное масло действует как замедлитель температуры и средство отвода тепла, передавая тепло реакции с поверхности катализатора через жидкую суспензию кипящей воде во внутреннем трубном теплообменнике. Пар среднего давления генерируется из тепла. Количество тепла, выделяемого в реакторе, выше, когда содержание CO в подаваемом газе выше, но более эффективный теплообмен в жидкофазном реакторе позволяет поддерживать равномерную температуру по всему реактору. Это также обеспечивает гораздо более высокую степень конверсии, в то время как необходимое количество проходов рециркуляции уменьшается с типичного 5:1 с обычным синтезом с использованием газофазных реакторов до всего лишь от 1:1 до 2:1. Выходящий из реактора поток при температуре 260 °C охлаждается в ряде теплообменников, в том числе в теплообменнике подачи/сброса. Собранный конденсат затем подается в установку очистки метанола. Помимо метанола и воды, образуется ряд других соединений, хотя и в гораздо меньших фракциях, таких как углеводороды (до C12), высшие спирты (C2–C5), сложные эфиры, кетоны, простые эфиры и амины. Блок очистки состоит из колонки со световыми концами для удаления растворенных легких компонентов (в основном газов) и набора энергосберегающих интегрированных тепловых дистилляционных колонок (колоны высокого и низкого давления с конденсатором колонны высокого давления, обеспечивающих тепло для ребойлера колонки низкого давления) для производства метанола, соответствующего требуемым спецификациям. В Таблице 10.1 представлены те, которые требуются для автомобильного топлива, когда оно используется само по себе (M-100), то есть без смешивания с бензином, а в Таблице 10.2 приводятся сводные данные метанола химической чистоты.

10.3.2 Амид угольной кислоты

Стадия процесса, при которой происходит синтез мочевины, заключается в синтезе NH_3 путем взаимодействия N_2 с H_2 в присутствии катализатора Fe, причем H_2 получается из синтез-газа с помощью реакции конверсии водяного газа с последующей десульфуризацией и разделением CO_2 с образованием потока высокой чистоты H_2 . Общая реакция на синтез NH_3



Что касается установки совместного производства на основе газификации с раздувом O_2 с CCS, часть обезуглероженного сингаза подается на адсорбцию с переменным давлением (pressure swing adsorption PSA) для получения H_2 высокой чистоты, который затем объединяется со стехиометрическим количеством N_2 , обеспечиваемым блоком разделения воздуха. Дезоксигенирование смеси необходимо, так как N_2 содержит небольшое количество O_2 . Реакция дезоксигенирования может быть осуществлена путем взаимодействия O_2 с H_2 в присутствии катализатора из благородного металла.

ТАБЛИЦА 10.1 спецификации автомобильного топлива (М-100 установленного Советом по воздушным ресурсам Калифорнии)

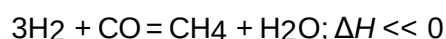
спецификация	значение	метод тестирования
метанол	≥96 об. %	определяется диапазоном дистилляции
диапазон дистилляции	4.0 С	ASTM D 1078-86; при 95% дистиллированном объеме; должно включать 64.6 ± 0.1 С
другие спирты и эфиры	≤2 мас. %	ASTM D 4815-89
Углеводороды, бензин, или производное дизельное топливо	≤2 мас. %	ASTM D 4815-89, а затем вычтите концентрацию спиртов, простых эфиров и воды из 100, чтобы получить процент углеводородов
Удельный вес при 20 С	0.792 ± 0.001	ASTM D 891-89
Кислотность в виде уксусной кислоты	≤0.01 мас. %	ASTM D 1613-85
Общий хлор в виде хлорида	≤0.0002 мас. %	ASTM D 2988-86
свинец	≤2 мг/л (без доб. Pb)	ASTM D 3229-88
фосфор	≤0.2 мг/л (тез доб. P)	ASTM D 3231-89
сера	≤0.002 мас. %	ASTM D 2622-87
Камедь покрытая гептаном	≤5 мг/л	ASTM D 381-86
Всего частиц	≤5 мг/л	ASTM D 2276-89, модифицированный для замены ацетатцеллюлозного фильтра мембранным фильтром с размером пор 0,8 мкм
вода	≤0.3 мас. %	ASTM E 203-75
внешний вид	Без мутности, взвешенных веществ и отложений	Визуально определенный при 25 С ASTM D 4176-86
Биттерант	Должен иметь характерный и неприятный вкус в условиях окружающей среды в целях предотвращения целенаправленного или случайного потребления человеком	
Одорант	При испарении в условиях окружающей среды должен иметь достаточно сильный характерный запах, чтобы его присутствие можно было обнаружить до	

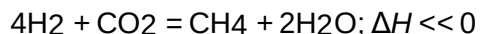
	концентрации в воздухе не более одной пятой нижнего предела воспламеняемости.	

ТАБЛИЦА 10.2 Технические условия на химический сорт (АА) метанола (Федеральные спецификации США)

спецификация	значение	метод тестирования
Метанол	≥99.85 масс %	ASTM E-346
вода	≤1000 ppmw	ASTM E-1064
этиловый спирт	≤10 ppmw	ASTM E-346
ацетон	≤20 ppmw	ASTM D-1612
кислотность (уксусная)	≤30 ppmw	ASTM D-1613
щелочность (аммоний)	≤30 ppmw	ASTM D-1614
железо	≤0.05 ppmw	ASTM E-394
Нелетучие вещества	≤10 mg/100 ml	ASTM D-1353
Перманганат (выдел. цвета)	≥30 min	ASTM E-1363
Цвет (шкала Pt-Co)	≤5	ASTM D-1209
Удельный вес при 25 C	≤ 0.7928	ASTM D-891
Нач. точка кипения	64.7 ± 0.2 C	ASTM D-1078
Диапазон дистилляции при 760 мм Hg	≤1.0 C	ASTM D-1078 должен включать 64.6 ± 0.1 C
Точка таяния	63.7–65.7 C	ASTM D-1078
Спец. запах	Характерный, не остаточный	ASTM D-1296
Внешний вид	Ясный	ASTM E-346
углеводороды	пасс	ASTM D-1722
Карбонизируемые (по шкале Pt-Co)	<30	ASTM E-345

Когда исходным сырьем является природный газ, процесс генерирования синтез-газа включает ПМР, за которым следует продуваемый воздухом АТР, так что подаваемый газ в блок синтеза NH_3 имеет правильное стехиометрическое соотношение между H_2 и N_2 . Катализатор на основе Fe не может переносить оксиды углерода, и, если он присутствует в синтез-газе, его следует метанировать путем реакции с H_2 в результате общих (сильно экзотермических) реакций:





Как показано на рисунке 10.4, синтез-газ с молярным отношением H_2 к N_2 от 3 до 1 сжимается до давления, превышающего давление в контуре синтеза (которое работает при температуре около 120 бар), и направляется через реактор дезоксигенирования, когда подается поток N_2 блоком разделения воздуха, а затем объединяется с рециркулирующим газом в контуре синтеза. Затем объединенный поток предварительно нагревают в обменнике подачи / сброса, а затем подают в реактор синтеза NH_3 , содержащий катализатор на основе Fe. Реактор содержит отдельные слои катализатора с сырьевым газом, вводимым в реактор в нескольких местах непосредственно перед каждым слоем, чтобы охлаждать стоки из предыдущего слоя путем непосредственного смешивания с добавленным более холодным сырьевым газом и, таким образом, ограничивать температуру газа входящего в последующий слой (конфигурация реактора «холодный выстрел»). Выходящий из реактора поток при температуре приблизительно 400°C затем охлаждают в ряде теплообменников, включая промежуточный теплообменник подачи / сброса и, наконец, охлаждаемый теплообменник. Собранный конденсат NH_3 нагнетается до давления 158 бар, а затем испаряется перед подачей его в установку синтеза мочевины, состоящую из технологии Avancore®, предлагаемой Stamicarbon, выбранной для иллюстративных целей. NH_3 сначала реагирует со сжатым CO_2 (также при 158 бар), подаваемым со стадии декарбонизации синтез-газа, с образованием карбамата аммония ($\text{NH}_2\text{COONH}_4$) в результате экзотермической реакции конденсации (10.8), а затем эндотермической дегидратации карбамата до мочевины и воды путем реакции (10.9):

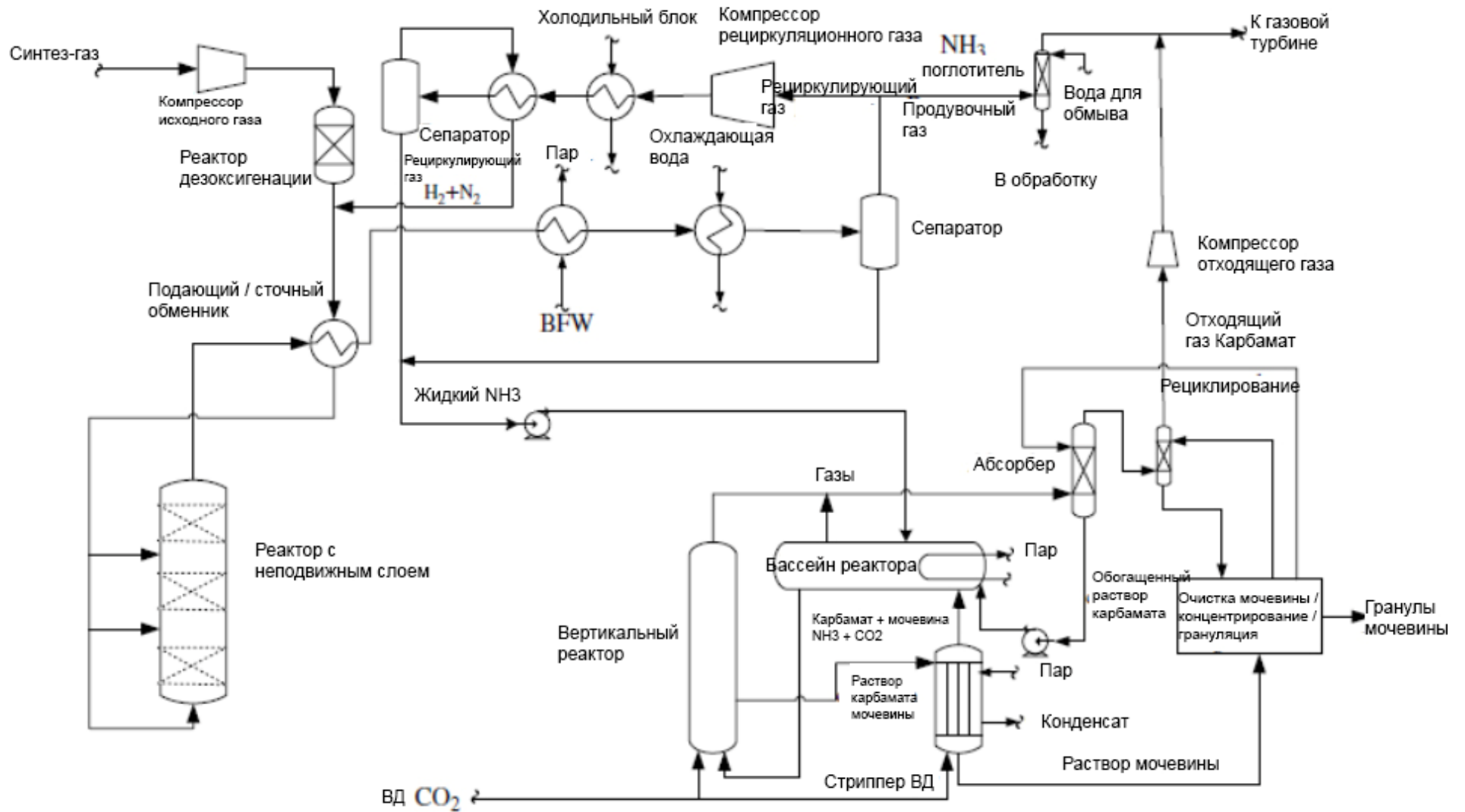
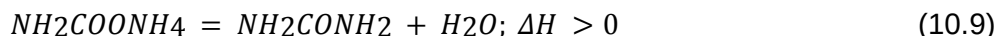
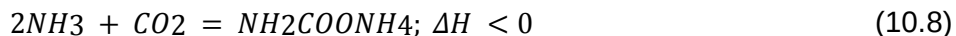


РИСУНОК 10.4 Технология Avancore для мочевины

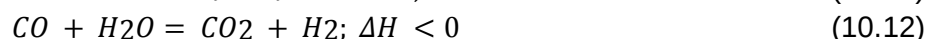
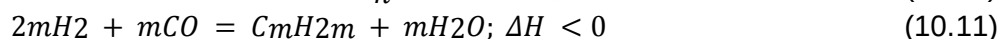
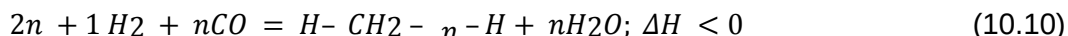


В случае если используется исходное сырье, такое как природный газ, который имеет низкое отношение углерода к водороду, CO_2 извлеченный из стадии декарбонизации синтез-газа, может быть недостаточным, и может потребоваться дополнительное извлечение CO_2 из дымового газа на ПМР с использованием технологии амина, такого как описано в главе 9.

В технологии создания мочевины Avancore (Soemardji и Engineer, 2012), показанном на Рисунке 10.4, подача сжатого NH_3 вводится в реактор бассейна вместе с раствором карбамата, поступающим из секции рециркуляции ниже по потоку. Отходящий газ из отпарной колонны высокого давления, состоящей из NH_3 и CO_2 , образующийся при диссоциации карбамата, также подается в реактор бассейна (газ поднимается в виде пузырьков через пул жидкости). NH_3 и CO_2 реагируют в бассейне реактора с образованием конденсированного карбамата, при этом также происходит значительная конверсия в мочевины. Тепло, выделяемое при реакции, восстанавливается путем генерирования пара низкого давления. Большая часть находящегося под давлением CO_2 поступающего в установку, поступает в стриппер для противоточного контакта раствора карбамида с мочевиной, выходящего из вертикального реактора. Съёмник (тип падающей пленки) состоит из конструкции кожуха и трубки с конденсирующимся паром на стороне кожуха для обеспечения тепловой энергии и снятия изоляции. Оставшаяся фракция свежего CO_2 , поступающая в блок синтеза, поступает в вертикальный реактор вместе с карбаматной жидкостью мочевины из реактора-бассейна, выделяя достаточно тепла для эндотермической реакции мочевины, и происходит окончательное превращение в мочевины. Раствор карбамата мочевины, выходящий из реактора, поступает в стриппер. Газы, покидающие вертикальный реактор, вместе с газами, выходящими из бассейнового реактора, подают в скруббер, где они контактируют с раствором карбамата со стадии рециркуляции низкого давления. Обогащенный таким образом карбаматный раствор затем подают в реактор бассейна. NH_3 и CO_2 извлекаются из продувочного газа перед вентиляцией инертных газов. Раствор мочевины, выходящий из стриппера, затем очищают и концентрируют, чтобы удовлетворить требования процесса гранулирования ниже по потоку.

10.3.3 Жидкости Фишера – Тропша

Общие реакции в синтезе углеводородов следующие:



Хотя нежелательная реакция с образованием оксигенов также имеет место, ее степень зависит от типа катализатора и условий работы:



Образование метана ($n=1$) также нежелательно. Большинство производимых алканов имеют тенденцию быть прямолинейными, подходящими в качестве дизельного топлива. В дополнение к образованию алканов конкурирующие реакции дают небольшое количество алканов по реакции (10.11), а также спиртов и других кислородсодержащих углеводородов по реакции (10.13).

В настоящее время коммерчески доступные катализаторы основаны на Fe или Co, в то время как на основе Ru разрабатываются и имеют самую высокую активность, позволяющую работать при более низких температурах реакции, но они чрезвычайно чувствительны к отравлению серой, а высокая цена ограничивает их использование. В таблице 10.3 приведены характеристики катализаторов на основе Fe и Co. Катализаторы на основе Co предпочтительны для синтез-газа с высоким отношением H_2 к CO, поскольку они меньше реагируют на сдвиг водяного газа для превращения CO в H_2 . Катализаторы на основе Co используются в низкотемпературных процессах Фишера-Тропша ($200\text{--}240^\circ\text{C}$), поскольку при более высоких температурах образуется избыток CH_4 .

Диапазон углеводородов производится в зависимости от типа катализатора и рабочих условий. Более высокие температуры ($\sim 350^\circ\text{C}$) благоприятствуют бензину и легким олефинам, в то время как более низкие температуры ($\sim 250^\circ\text{C}$) предпочитают более тяжелые углеводороды, такие как дистилляты и воски (углеводороды, твердые при комнатной температуре). В таблице 10.4 представлены данные о выходе продукта из экспериментальной установки, работающей с суспензионным реактором, содержащим катализатор на основе Co (Бертночини и соавт., 2009). Если образование углеводородной цепи происходит путем поэтапного введения или добавления промежуточных соединений C_1 с постоянной вероятностью роста α (которая в основном зависит от типа катализатора и рабочих условий), то дается распределение длины цепи по Андерсону – Шульцу – Флори (Камали и соавт., 2012):

$$r_n/n = (1 - a_p)^2 a_p^{n-1} \quad (10.14)$$

ТАБЛИЦА 10.3 Катализатор на основе Fe и Co для синтеза жидкости Фишера-Тропша

СВОЙСТВА	Fe	Co
Цена	низкая	высокая
жизненный период	короткий	длинный
Тип	осаженный/конденсированный	при поддержке
сингаз соотношение H_2 к CO	0.7 (более высокая активность конверсии водяного газа)	2.0+ (более низкая активность конверсии водяного газа)
Переносимость	переносимость S и NH_3	нет для S и NH_3
токсичность/ удаление	Нетоксичен/одноразовые	Токсичные / нуждаются в восстановлении Co
виды продуктов	Больше олефинов	Больше парафинов
Молекулярный вес продуктов	выше	ниже
сопутствующие продукты	CO_2 , пар и оксигенат	пар и меньше оксигенат

ТАБЛИЦА 10.4 Выход продукта Фишера-Тропша с использованием катализатора Со в шламовом реакторе

Кол-во углерода	Парафины ы	Олефин	Оксигенаты	Всего
C1	8.17		0.14	8.32
C2–C4	5.18	4.68	0.49	10.35
C5–C9	11.62	4.42	0.61	16.64
C10–C13	12.10	1.72	0.61	14.43
C14–C21	22.73	1.09	0.68	24.49
C22–C24	4.58	0.07	0.12	4.78
C25+	20.91	0.06	0.02	20.99
Всего	85.29	12.04	2.67	100.0
			0	

$$y_n = (1 - \alpha_p) \alpha_p^{n-1} \quad (10.15)$$

где J_n и y_n - весовая и мольная доли углеводорода с n атомами углерода, а α_p - вероятность роста цепи. Большинство экспериментальных данных показывают, что в области C_4 – C_{12} распределение Андерсона – Шульца – Флори имеет место для семейства углеводородов, и α_p можно использовать для характеристики катализаторов синтеза Фишера – Тропша. Как правило, высокий α_p приводит к увеличению доли воска ($> C_{20}$), который может подвергаться гидрокрекингу с образованием дизельного топлива (C_{13} – C_{17}) или керосина (топливо для реактивных двигателей) (C_{11} – C_{13}). При низком значении α , олигомеризация, состоящая из образования жидких углеводородов с большей цепью из фракций с низким числом атомов углерода, используется для получения олефинового бензина и некоторого количества дизельного топлива. Промоторы катализаторов и способы получения могут изменять селективность катализатора в сторону высокого или низкого α_p . Исследователи показали, что оксигенаты помимо парафиновых и олефиновых углеводородов также следуют распределению Андерсона-Шульца-Флори (Берточини и соавт., 2009).

Трубчатые реакторы с неподвижным слоем использовались в коммерческих целях, но реакторы с псевдоожиженным слоем и шламовые реакторы имеют определенные преимущества, характеристики каждого из этих типов реакторов описаны ниже.

10.3.3.1 Трубчатый реактор с неподвижным слоем Катализатор (осажденный ~ 2,5 мм) помещают в трубы, через которые протекает синтез-газ при рабочих условиях 220-250°C и 27 бар, что приводит к более высокому выходу воска. Удаление высокой экзотермической теплоты реакции является серьезной проблемой для этого типа реакторов. В контуре синтеза используется большая рециркуляция, чтобы улучшить изотермичность внутри реактора и увеличить общую конверсию, но это увеличивает энергопотребление, а также капитальные затраты на установку, поскольку требуется большой рециркуляционный компрессор. Реактор также имеет тенденцию быть механически сложным с конструкцией внутренней трубки, в то время как замена катализатора является более сложной по сравнению с другими типами реакторов.

10.3.3.2 Реактор с псевдооживленным слоем Частицы катализатора (<70 мкм в расплавленном состоянии) суспендируются газом, и в результате объемная скорость намного выше, чем у неподвижного слоя. Рабочие условия обычно составляют 320 и 27 бар с коэффициентом рециркуляции 1,5 для увеличения скорости газа через реактор, необходимый для псевдооживления, улучшения изотермичности, увеличения коэффициента теплопередачи и общей конверсии. Более высокие фракции более легких углеводородов производятся из-за более высокой рабочей температуры. Преимущество этого типа реактора заключается в том, что замена катализатора может происходить в режиме онлайн без необходимости остановки блока. Также возможна регенерация катализатора онлайн.

10.3.4 Шламовый реактор В этом типе реактора, аналогичном реактору в процессе LPMEOH ТМ, используются небольшие взвешенные частицы катализатора (<40 мкм расплавленные или осажденные 40–150 мкм) в жидкости с низким давлением паров, такие как высококипящие воски. Кипящая вода внутри змеевиков, установленных в слое шлама, контролирует температуру, что приводит практически к изотермической работе, позволяющей действовать с более высокими средними температурами реакции (и скоростями реакции) без образования локальных горячих точек. Более высокие температуры реакции способствуют меньшему образованию воска. Реактор проще построить, и возможна замена катализатора в режиме онлайн, а коэффициент регулирования является хорошим, что важно для установок сопутствующего производства, дополняющих периодически возобновляемые источники энергии.

Как показано на Рисунке 10.5, рециркулирующий газ в контуре синтеза подается в автотермический риформер для преобразования CH_4 и других нежелательных углеводородов обратно в H_2 и CO , чтобы максимизировать производство более ценных углеводородов. Он объединяется со свежим десульфурованным синтез-газом и охлаждается в серии теплообменников перед обработкой в установке для промывки аминами для удаления большей части CO_2 , образующегося в основном в автотермической риформинг-установке. Затем объединенный поток предварительно нагревают в теплообменниках, в том числе в теплообменнике подачи/сброса, перед подачей в реактор синтеза. Выходящий из реактора поток охлаждается в ряде теплообменников, в том числе в промежуточном теплообменнике подачи / сброса, а собранный конденсат сырого продукта подается в блок стабилизации, который состоит из колонны для удаления растворенных легких концов из образовавшихся жидкостей Фишера-Тропша. Рециркулирующий газ, который содержит CH_4 и другие углеводороды, сжимается перед подачей в автотермический риформинг.

Пример 10.1. Данные по выходу продукта Фишера-Тропша для синтез-газа с отношением H_2 к CO_2 на молярной основе и данные по катализатору Co при двух разных температурах приведены в таблице 10.5 (оценено по графическим данным Джонсон и соавт., 1991). Рассчитать вероятность роста цепи α_p для двух наборов данных.

Решение

Применение натуральных логарифмов в уравнении 10.15 и перестановка

$$\ln y_n = (\ln a_p)n - [(\ln a_p) - \ln(1 - a_p)] \quad (10.16)$$

показывает, что график зависимости $\ln u_n$ от n должен давать прямую линию с наклоном $\ln \alpha_p$, если справедливо распределение Андерсона – Шульца – Флори. На Рисунке 10.6 показаны графики для двух наборов данных, а наклон прямой линии наилучшего соответствия для каждого набора равен:

$$\text{At } 456 \text{ K}, \ln \alpha_p = -0.411 \text{ or } \alpha_p = 0.66$$

$$\text{At } 484 \text{ K } \ln \alpha_p = -0.661 \text{ or } \alpha_p = 0.52$$

Этот результат показывает, что α_p ниже при более высокой температуре.

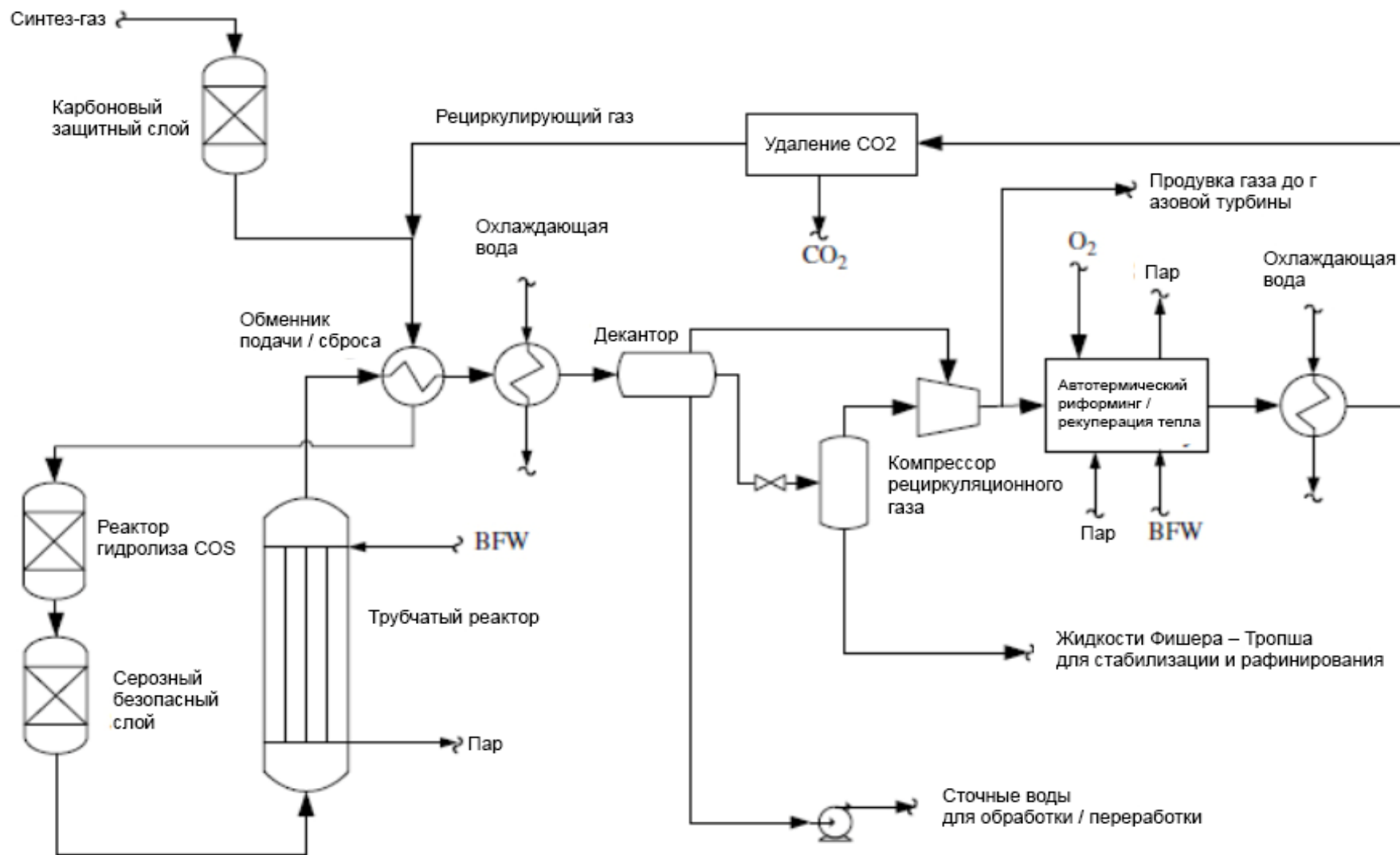


РИСУНОК 10.5 Синтез жидкости Фишер-Тропша в трубчатом реакторе

ТАБЛИЦА 10.5 Данные выхода синтеза Фишера-Тропша

Кол-во углерода (n)	Мольная доля (y_n) при 484 К	Мольная доля (y_n) при 456 К
1	0.6065	0.6065
2	0.04979	0.02237
3	0.06081	0.05502
4	0.04505	0.04076
5	0.02024	0.03688
6	0.01111	0.02024
7	0.005517	0.01005
8	0.003028	0.005517
9	0.002029	0.004992
10	0.000825	0.003346
11	0.000275	0.003028
12	0.000184	0.002029
13		0.001008

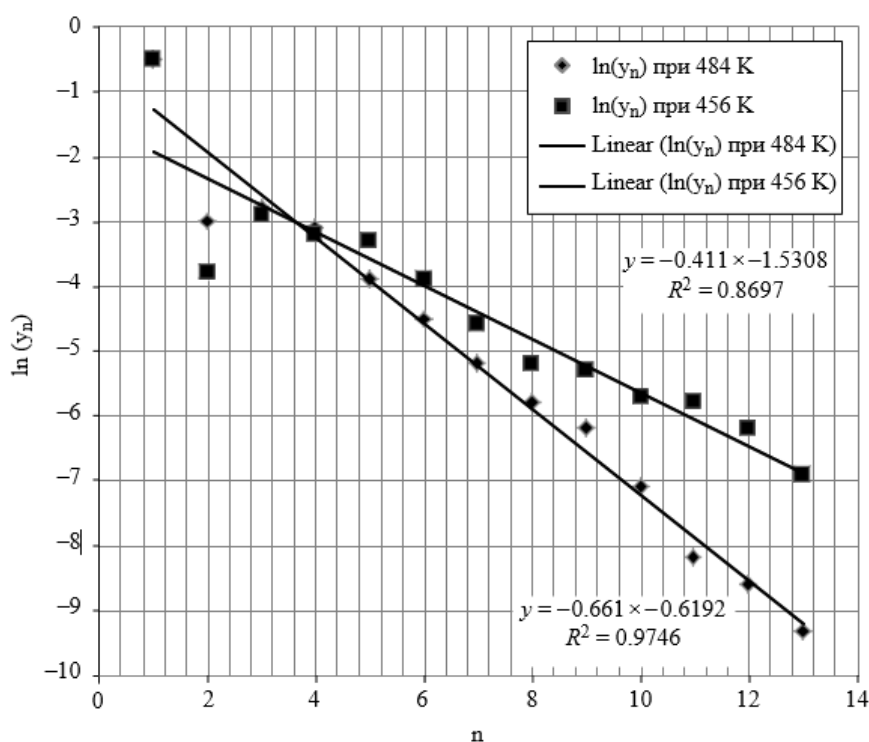


РИСУНОК 10.6 Распределительные участки Андерсона – Шульца – Флори

10.4 СОПУТСТВУЮЩЕЕ ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА ИЗ УГЛЯ И БИОМАССЫ

На транспортный сектор приходится пятая часть глобальных выбросов CO_2 (Kirtay, 2011 г.). При разработке и разворачивании гибридных транспортных средств, использующих топливные элементы с протонообменной мембраной, требуется H_2 высокой чистоты в качестве топлива, что может помочь снизить выбросы парниковых газов, если H_2 будет обеспечен устойчивым образом. Далее описываются конфигурации установки для

сопутствующего производства H_2 , работающего на угле и биомассе, с улавливанием CO_2 и использованием (i) современной технологии КЦИГ и (ii) передовой технологии, состоящей из интегрированного гидрогенизатора и твердооксидного топливного элемента, интегрированного газифицированного топливного элемента (ИГТЭ) - integrated gasification fuel cell (IGFC)). Тепловые и экономические характеристики случая ИГТЭ были рассчитаны, и оказались значительно лучше, чем случай КЦИГ, показывающий важность продолжения исследований и разработок в области энергетики для развертывания таких современных газогенераторов и крупномасштабных топливных элементов (Ли и соавт., 2012). Согласно условиям ИСО, благодаря сырью состоящему из 66% битумного угля из штата Юта, с остатками из равного количества кукурузной соломы и соломы зерновых (все в пересчете на сухую массу) и экспорту H_2 равному 23% доли энергии из топлива на основе HHV, установка ИГТЭ вырабатывает на 70% больше электроэнергии, в то время как стоимость производства сопутствующего продукта H_2 для ИГТЭ составляет менее половины от стоимости для КЦИГ.

10.4.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И ПРОЦЕССЫ

ИГТЭ с доступной в настоящее время технологией совместного производства электроэнергии и H_2 иллюстрируется общей блок-схемой на рисунке 10.7. Газификационная установка основана на газогенераторе со слоем сухого сырья (поскольку сырье содержит биомассу с высоким содержанием влаги). Полученный уголь и биомасса (в данном случае кукурузная солома и зерновая солома) подается на коммутационное оборудование и затем обрабатывается в сушилке с псевдоожиженным слоем. Биомасса обычно имеет более высокое содержание влаги, чем уголь, и требует больше тепловой энергии. Используется сушка с псевдоожиженным слоем и рекомпрессией пара. Как объясняется в главе 8, в технологии используется скрытая теплота паров, образующихся в сушилке, путем повышения давления пара и подачи его в теплообменные трубки, расположенные внутри сушилки с псевдоожиженным слоем. Этот тип технологии сушки, состоящий из «теплового насоса», успешно применяется при сушке бурых углей с высоким содержанием влаги.

Тепловой насос повышает качество тепловой энергии, содержащейся в испаряемом водяном паре, с использованием механической энергии в компрессоре пара, этот процесс согласуется со вторым законом термодинамики, поскольку общее качество энергии, выходящей из системы, меньше, чем энергия, поступающая в систему. Однако потребность в высококачественной электроэнергии для заводки компрессора пара довольно мала по сравнению с количеством энергии, извлекаемой из пара, которая в противном случае будет потеряна. Высушенное сырье затем дополнительно уменьшается в размере, чтобы соответствовать спецификациям газогенератора с захваченным слоем. Энергия, необходимая для этой операции тонкого помола, значительно снижается, когда исходное сырье из биомассы предварительно высушивается. Блок разделения воздуха, работающий при повышенном давлении, подает 95% по объему O_2 в газогенератор и сжигания кислого газа, то есть отдельного от синтез-газа во время его очистки по нисходящему потоку после газогенератора, и вырабатывает N_2 при промежуточном давлении для впрыскивания в газовую турбину в качестве термического разбавителя для контроля NO_x .

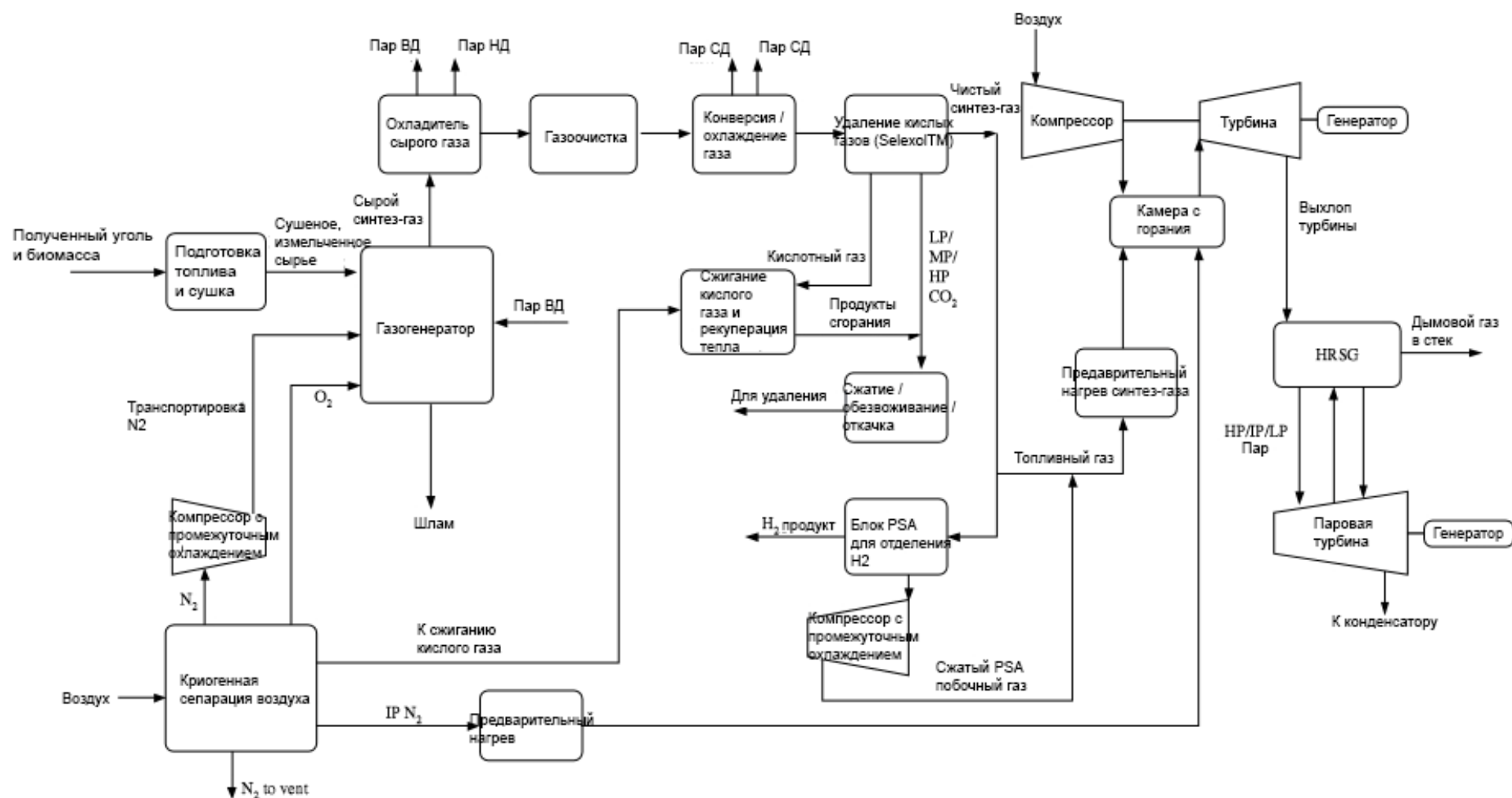


РИСУНОК 10.7 Установка для сопутствующего производства электричества и H_2

Часть промежуточного давления N_2 дополнительно сжимается для использования в качестве транспортного газа для пневматической подачи сырья в газогенератор.

Газогенератор работает при номинальной температуре и давлении 1370 С и 43 бар и частично окисляет уголь и биомассу с помощью O_2 с образованием горячего сырого сингаза, шлака и полукокса. Сырой синтез-газ охлаждают в теплообменниках, чтобы обеспечить тепло для паровой системы, и генерировать пар высокого и низкого давления. Сырой синтез-газ затем очищают водой для удаления макрочастиц, щелочей, хлоридов и NH_3 . Пар высокого давления впрыскивается в синтез-газ для увеличения содержания паров H_2O до уровня, достаточного для последующих реакторов нисходящей конверсии. Затем синтез-газ поступает в сменную установку, где большая часть CO , присутствующего в синтез-газе, реагирует с парами H_2O с образованием H_2 и CO_2 . Тепло, генерируемое реакцией экзотермической конверсии, восстанавливается путем генерирования пара промежуточного давления и пара среднего давления в теплообменниках, расположенных ниже по потоку от реакторов. Сдвинутый газ, выходящий из этого блока, дополнительно обеспечивает тепло для вакуумного конденсата из парового цикла и затем охлаждается до уровня холодной воды. Охлажденный синтез-газ затем перегревается примерно до $11^\circ C$, чтобы избежать конденсат пор, а затем подается в слой сульфидированного активированного угля для удаления Hg . Затем отходящий газ охлаждается в концевом охладителе до уровня охлаждающей воды и подается в блок SelexolTM AGR. Высокотемпературный конденсат, отделенный от газа, рециркулирует в скруббер, в то время как холодный конденсат с NH_3 подается на очиститель кислой воды. Снятые из воды кислые газы, направляются в камеру сгорания кислых газов.

По технологии SelexolTM производится чистый обезуглероженный синтез-газ (в основном H_2 с небольшим количеством CO , CO_2 , CH_4 , N_2 и Ar), кислый газ и потоки CO_2 (при различных давлениях). Потоки CO_2 сжимаются до давления, при котором CO_2 сжижается до температур охлаждающей воды, обезвоживаются, а затем перекачиваются до 152 бар давления в трубопроводе. В случаях, когда поток CO_2 может быть удален где-то рядом, кислый газ из процесса SelexolTM вместе с кислыми газами из стриппер-крана после сгорания в блоке разделения воздуха, поданный O_2 может быть совместно удален с потоком CO_2 . Тепло, генерируемое в установке для сжигания кислого газа, может быть восстановлено путем производства пара среднего и низкого давления, в то же время делая этот вариант несколько более эффективным, чем производство побочных продуктов, таких как элементарная сера (описанная в главе 9) или H_2SO_4 . Отработанный газ из этой установки сгорания будет сжиматься, а затем объединяться с находящимся под давлением потоком CO_2 для удаления. Если вместо этого кислый газ обработать для получения товарных побочных продуктов, тогда поток CO_2 сохранит свою более высокую чистоту, что сделает его пригодным для использования при увеличении нефтеотдачи или транспортировке на большие расстояния по трубопроводу без какой-либо специальной металлургической поддержки.

Часть чистого синтез-газа без углерода, выходящего из установки SelexolTM со сверхнизким содержанием серы, обрабатывают в установке PSA для получения чистого продукта H_2 который сжат до 46 бар, что соответствует давлению потока H_2 , производимого в усовершенствованном случае (IGFC). PSA также производит поток остаточного газа, который состоит из оставшихся компонентов топливного газа (в основном CO , CO_2 , H_2 , N_2 , и Ar). Остаточный газ PSA сжимается, а затем объединяется с остатком чистого сингаза без

углерода. Этот объединенный поток топливного газа предварительно нагревают до 290 °С с использованием пара промежуточного давления и затем подают в камеру сгорания газовой турбины. Промежуточное давление N₂ от ASU (предварительно нагретое паром промежуточного давления) также подается в камеру сгорания газовой турбины.

Скорость потока этого промежуточного давления N₂, добавленного таким образом, что входной синтез-газ и N₂ имеют суммарную LHV 4730 кДж / Нм³. Введение N₂ уменьшает образование NO_x в камере сгорания газовой турбины класса F (в настоящее время доступно для топлива из синтез-газа) за счет снижения температуры пламени. Обратите внимание, что из-за экспорта H₂ относительное количество разбавителя N₂, генерируемого блоком разделения воздуха и доступного для впрыска газовой турбины, является высоким. Таким образом, нет необходимости увлажнять топливный газ, как в некоторых конфигурациях установки IGCC (Black, 2010).

Отработавший газ выходит из газовой турбины при температуре 564 °С и поступает в парогенератор с рекуперацией тепла (HRSG - heat recovery steam generator), чтобы обеспечить тепло для нижнего цикла Ренкина, состоящего из парового цикла повторного нагрева с тройным давлением. Затем дымовой газ отводится через стек установки. Основная часть пара, генерируемого внутри установки, используется в паровой турбине для выработки электроэнергии, а остальная часть - для удовлетворения потребностей в технологическом паре. В дополнение к этим локальным блокам предусмотрены сторонние блоки, такие как система охлаждающей воды, инструментальный воздух, факел, очистка сточных вод и т. д., необходимые для автономной установки.

10.4.2 ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ УСТАНОВКИ И ПРОЦЕССЫ

IGFC с технологией, которая будет коммерчески доступна в будущем для совместного производства электроэнергии и H₂, иллюстрируется общей блок-схемой на Рисунке 10.8. Хотя газогенераторы с вовлеченным слоем раздува O₂ являются безусловно наиболее проверенными и зрелыми технологиями газификации, синтез-газ, производимый такими газогенераторами, содержит высокие концентрации CO и H₂ с небольшим количеством CH₄, тогда как в при IGFC, использующем либо твердооксидный топливный элемент (SOFC - solid oxide fuel cell) или топливный элемент с расплавленным карбонатом (MCFC - molten carbonate fuel cell), желателен синтез-газ (входной газ анода топливного элемента), богатый CH₄. Это происходит главным образом потому, что CH₄ может подвергаться эндотермическому преобразованию в топливном элементе. Термодинамически эндотермические реакции могут выступать в роли химического теплоотвода и снижать скорость воздушного потока к батареям топливных элементов с целью охлаждения, тем самым экономя бесполезное энергопотребление для сжатия воздуха. Тепловая энергия, преобразованная таким образом в энергию химической связи, затем может быть возвращена в анод топливного элемента, что приведет к повышению эффективности. Кроме того, более высокое содержание CH₄ в синтез-газе обычно происходит из-за газогенераторов, работающих при относительно более низких температурах, и с такими газогенераторами меньше энергии, связанной с топливом (углем или биомассой), разлагается на тепло, чтобы поддерживать рабочую температуру газогенератора, что приводит к повышению эффективности холодного газа, чем у газогенераторов, работающих при более высоких температурах. Однако проблема заключается в том, что скорости реакции относительно медленны, а конверсия углерода низкая из-за более низкой рабочей температуры, если только не будет использован

подходящий катализатор.

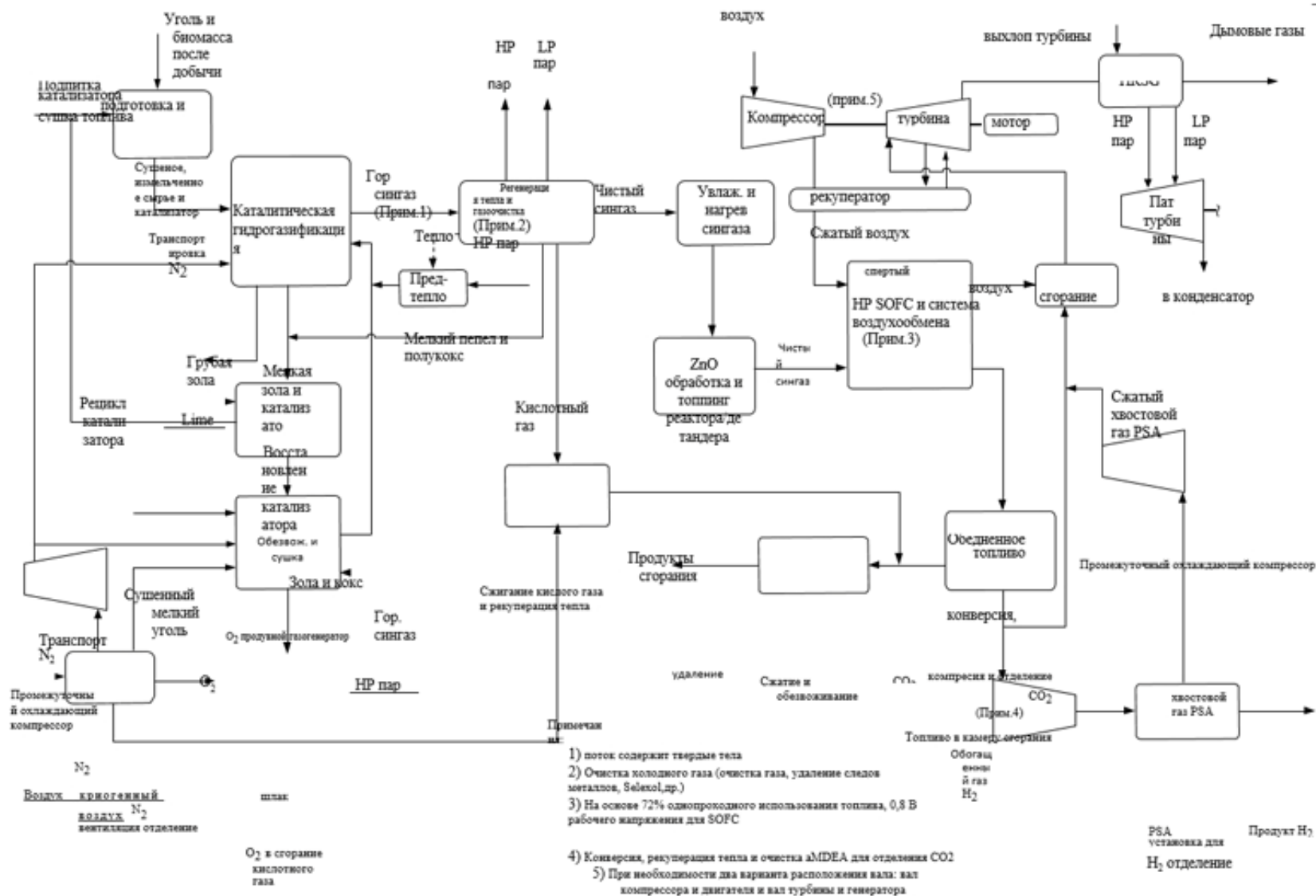
Газификация происходит в двух секциях: каталитический гидро-газогенератор «верхней ступени» и высокотемпературный шлаковый газогенератор с захваченным слоем O_2 «нижней ступени». Большая часть топлива (уголь и биомасса) газифицируется в каталитическом гидро-газогенераторе высокотемпературным газовым потоком, содержащим H_2 , H_2O , и CO . Разработка этого типа газификатора велась Еххон в 1970-х годах (Kalina and Moore, 1974) с использованием газификационного агента, состоящего из пара, H_2 и CO , подаваемых в газификатор с псевдооживленным слоем для реакции с использованием измельченного угля в присутствии калиевого катализатора (KOH и K_2CO_3). В последние годы GreatPoint Energy (Kang and Lee, 2013) возродил разработку такого «гидро-газогенератора», но с использованием их собственного катализатора.

CH_4 образуется в результате общей экзотермической реакции между C в угле и H_2 :



CH_4 также может быть получена в результате общей эндотермической реакции между углеродом в угле и паром:



РИСУНОК 10.8 IGFC для сопутствующего производства электричества и H_2

Другой экзотермической реакцией в газогенераторе является реакция конверсии. Тщательный баланс между экзотермическими и эндотермическими реакциями достигается путем обеспечения газифицирующего агента с правильным отношением H_2 к пару для поддержания газификатора при соответствующей рабочей температуре. Другой характеристикой SOFC, которая обеспечивает еще большую синергию в сочетании с таким газификатором, является то, что выхлоп анода может быть источником H_2 требуемого газогенератором.

Уголь и биомасса, не подвергнутые после добычи обработке, после уменьшения в размере пропитываются калиевым катализатором (в форме KOH и K_2CO_3). Здесь снова используется сушка в кипящем слое с ре-компрессией пара из-за высокого содержания влаги в биомассе. Потребность в катализаторе (на основе K_2CO_3) составляет приблизительно 15% по массе от общего количества вводимого сухого угля и биомассы. Можно взять больше калия, присутствующего в биомассе. Немного извести требуется для регенерации катализатора. Углерод, не подвергнутый конверсии и сопровождающая его «мелкая зола» из каталитического гидро-газогенератора после восстановления катализатора поступает в высокотемпературный шламовый газогенератор с продувным захваченным слоем O_2 . Основная функция второго газогенератора заключается в получении потока горячего газа, богатого H_2 и CO, который затем используется в каталитическом гидрогенераторе в качестве газифицирующего агента. Содержание непрореагировавшего углерода, оставшегося в угле газогенератора на верхней ступени, не может дать достаточного количества H_2 и CO для удовлетворения потребности верхней ступени газогенератора и, таким образом, часть сухого угля, дополнительно уменьшенного в размере, чтобы соответствовать характеристикам газификатора с продувным захваченным слоем O_2 , предоставляется в качестве дополнительной подачи. Поскольку содержание углерода в полукоксе и «мелкой золе», подаваемой в газификатор нижней ступени, является относительно низким, в газогенератор нижней ступени подается только уголь (который имеет более высокое содержание углерода, чем биомасса). Этот газогенератор помогает увеличить общую конверсию углерода в процессе газификации, в то же время преобразуя содержание золы в остеклованную не выщелачиваемую твердую форму, которую легче утилизировать. N_2 произведенный блоком ASU, после дальнейшего сжатия используется в качестве транспортного газа для пневматической подачи сырья в газогенераторы.

После удаления частиц, которые переносятся неочищенным сингазом, синтез-газ при температуре и давлении приблизительно 690 °C и 70 бар поступает в систему рекуперации тепла и очистки газа. Сырой синтез-газ первоначально охлаждают для получения пара высокого давления, который используется в каталитическом гидро-газогенераторе. После обеспечения дополнительного тепла для паровой системы, сырой синтез-газ подается в систему очистки синтез-газа / охлаждения при низких температурах / регенерации тепла, которая включает промывку водой для удаления частиц, щелочей, хлоридов и NH_3 , реакцию гидролиза карбонилсульфида для каталитического преобразования COS в H_2S ³⁸ по реакции $H_2O + COS = H_2S + CO_2$ и сульфидированного слоя активированного угля для улавливания Hg, а затем установки Selexol™ для удаления соединений серы.

Затем пары H_2O вводятся в чистый синтез-газ с высоким содержанием CH_4 , выходящий из установки Selexol™. Добавленная влага предотвращает отложение углерода в последующих реакторах и анодном отделении SOFC. Вместо использования пара

³⁸ H_2S легче удалить в последующей установке обессеривания. Катализатор состоит из формул Co-Mo или Ni-Mo.

высокого давления для увлажнения здесь водяной пар вводится путем непосредственного контакта синтез-газа с жидкой водой, стекающей через противоточную колонну (колонки для таких операций были описаны в главе 5), что позволяет восстанавливать низкотемпературное тепло, выделяемое внутри установки. В качестве подпиточной воды для этого увлажнителя используется чистый технологический конденсат, собранный внутри установки.

Затем чистый синтез-газ подается в цикл дозирования реактора / экспандера (Rao, 1991), что включает реактор конверсии, в котором синтез-газ нагревается экзотермической реакцией конверсии; высокотемпературный синтез-газ затем расширяется в турбине для восстановления мощности.

Поскольку SOFC предъявляет более строгие требования в отношении загрязняющих веществ, содержащихся в синтез-газе, чем газовая турбина класса F, защитный слой включен выше по потоку от расширителя в качестве заключительной стадии очистки, чтобы ограничить количество хлоридов и соединений серы менее 0,1 ppmv каждый. Защитный слой состоит из чередующихся слоев катализатора гидролиза COS и ZnO для улавливания H₂S и хлоридов.

Синтез-газ, выходящий из детандера, предварительно нагревают до 650 °C и подают на анодную сторону пакетов SOFC, в то время как окружающий воздух сжимают до 11,3 бар, также предварительно нагревают до 650 °C и затем направляют на катодную сторону SOFC. Конструкция модуля SOFC для этого приложения состоит из каскадирования четырех ступеней идентичных стеков SOFC с последовательным потоком воздуха и параллельной подачей топлива, а также подачи свежего воздуха внутри стека для получения примерно идентичных операций для каждого стека ³⁹в модуле. При такой конфигурации может быть достигнуто высокое использование воздуха за один проход в каждом из стеков SOFC (таким образом, поддерживается эффективное охлаждение стеков SOFC) и низкое общее использование воздуха (таким образом, снижается мощность парциального сжатия воздуха) (Ли и соавт., 2011). Около 70% топлива в синтез-газе окисляется в стеках SOFC. Выходы анода, покидающие стеки SOFC при температуре 705 °C, охлаждают путем рекуперации тепловой энергии для предварительного нагрева (i) синтез-газа для SOFC, (ii) исходного газа реактора конверсии (в цикле наполнения реактора / детандера) и (iii) сырой газ для реактора гидролиза COS. Затем поток газа подают в каталитический реактор для реакции конверсии водяного газа, в которой большая часть содержания CO в выхлопе анода преобразуется в CO₂, в то же время производя H₂. Стек выходящий из реактора конверсии после дальнейшего восстановления тепла и охлаждения подается в промывочную установку с активированным метилдиэтаноломином (aMDEA) для выделения CO₂. Как и в предыдущем случае, либо окисленный кислый газ, выходящий из SelexolTM, совместно удаляется с CO₂, извлеченным из растворителя aMDEA, либо подвергается дальнейшей обработке с получением побочных товарных продуктов, таких как элементарная сера или H₂SO₄.

Большая часть обезуглероженного анодного выхлопа, выходящего из блока aMDEA, подается в блок PSA, а оставшаяся часть отправляется в камеру сгорания ниже по потоку от стеков SOFC. Установка PSA производит высокочистый продукт H₂ при давлении 46 бар и остаточный газ, состоящий из оставшихся компонентов топливного газа, который сжимается (с промежуточным охлаждением) и также подается в камеру сгорания. Окислитель для этой камеры сгорания состоит из катодной выхлопной трубы из стеков SOFC. Выхлоп из камеры сгорания частично расширяется в турбине, подается в рекуператор для предварительного

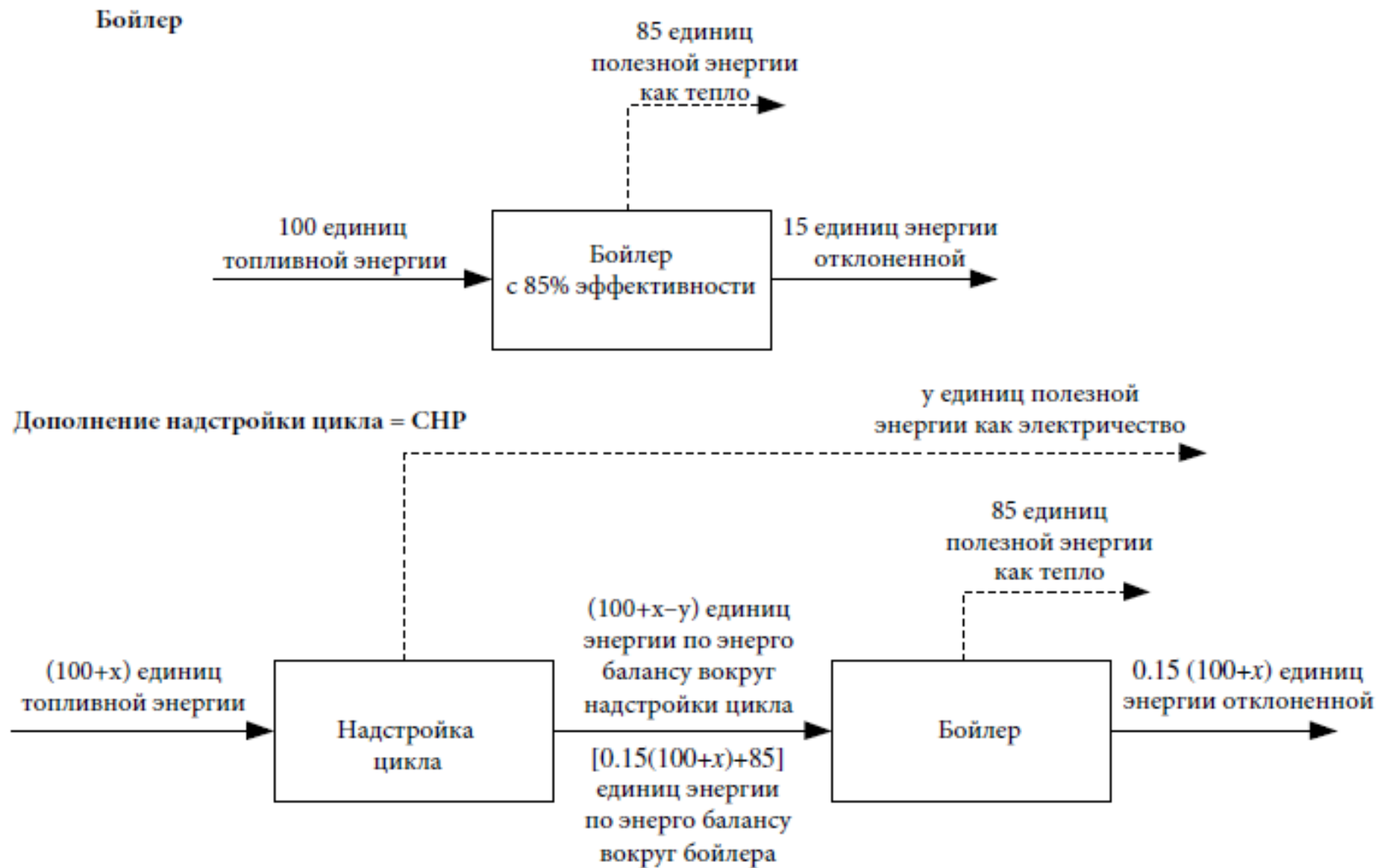
³⁹ Блок топливных элементов состоит из нескольких отдельных элементов, сложенных вместе для создания более значительного напряжения и / или тока в зависимости от того, как отдельные элементы электрически соединены (последовательно или параллельно)

нагрева воздуха на входе катода, подаваемого компрессором, а затем дополнительно расширяется до давления, близкого к атмосферному, в турбине, чтобы генерировать дополнительную мощность перед поступлением в HRSG. Отработавший газ из HRSG также используется для нагревания в операциях по сушке топлива.

10.5 КОМБИНИРОВАННОЕ ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА

Паровые турбины с противодавлением, двигатели внутреннего сгорания, такие как дизельные двигатели, газовые турбины и топливные элементы, помимо выработки электроэнергии, также могут быть использованы для обеспечения тепловой энергии путем рекуперации энергии, содержащейся в выхлопе. Такое применение с двумя целями называется когенерацией или комбинированной выработкой тепла и энергии (ТЭЦ - combined heat and power (CHP) и обеспечивает очень эффективное использование энергии, связанной с топливом. Кондиционирование воздуха также может быть обеспечено при помощи тепла в абсорбционном холодильном цикле, таком как цикл бромида лития (LiBr) для охлаждения при умеренной температуре, как описано далее в этом разделе, или цикл поглощения NH_3 для низких температур охлаждения. Термодинамическое преимущество ТЭЦ проиллюстрировано на рисунке 10.9, на котором сравниваются тепловые характеристики котельной, в которой топливо непосредственно сгорает с образованием пара в качестве носителя тепловой энергии, и ТЭЦ, в которой топливо вместо этого используется в цикле надстройки (например, двигатель внутреннего сгорания, газовая турбина или топливный элемент), добавляемый перед парогенератором. В цикле надстройки сгорает достаточно топлива (скажем, дополнительных x единиц энергии), так что такое же количество тепловой энергии извлекается из выхлопа цикла надстройки для генерации пара, в то время как газ охлаждается до той же конечной температуры, прежде чем они выходят в атмосферу. Можно видеть, что выработка электроэнергии по циклу надстройки (скажем, y единиц энергии) происходит с очень высокой эффективностью: $y/x = 85$ в данном случае (получено приравнением $100 + x - y$ и $0.15(100 + x + 85)$ с упрощением сделанных допущений).

Пример 10.2. На ТЭЦ 100 000 кг/ч пара при 400 °C и 42 бар давления подают в паровую турбину с противодавлением, имеющую давление на выходе 8 бар. Предположим, что изоэнтропическая эффективность паровой турбины составляет 80%, в то время как механические и генераторные потери составляют 5% от мощности, вырабатываемой паром. Рассчитайте отношение тепловой энергии к экспортируемой электрической энергии, предполагая, что вся мощность турбины на выходе экспортируется и что экспортируемый пар конденсируется под давлением 7 бар, чтобы обеспечить потребность в отоплении.



РИСУНОК

10.9

Термодинамические

выгоды

завода

CHP

Решение

Первый шаг состоит в том, чтобы зачитать удельную энтальпию $\Delta h_{\text{турб,вх.}}^V$ и энтропию $\Delta s_{\text{турб,вх.}}^V$ пара на входных условиях из таблиц пара (например, Кинан и соавт., 1969) на данных условиях давления и температуры. Поскольку энтропия на входе больше, чем энтропия на выходе давления для насыщенного пара, в выхлопе должны быть все пары (однофазные). Таким образом, следующим шагом является считывание конкретной энтальпии $\Delta h_{\text{турб,вх.}}^V$ соответствующей входной энтропии $\Delta s_{\text{турб,вх.}}^V$ пара но при давлении на выходе.

Реальная энтальпия выхлопного пара $\Delta h_{\text{турб,вых.}}^{\text{акт}}$ рассчитывается с использованием исентропной эффективности турбины $\eta_{\text{турб}}$ в виде:

$$\Delta h_{\text{турб,вых.}}^{\text{акт}} = \Delta h_{\text{турб,вх.}}^V - (\Delta h_{\text{турб,вх.}}^V - \Delta h_{\text{турб,вых.}}^V) \eta_{\text{турб}}$$

Электрическая мощность турбины на выходе W затем рассчитывается с использованием массового расхода пара $\dot{m}$ и КПД генератора $\eta_{\text{ген}}$ в виде:

$$\dot{W} = \dot{m} - (\Delta h_{\text{турб,вх.}}^V - \Delta h_{\text{турб,вых.}}^V) \eta_{\text{ген}}$$

Следующим шагом является расчет тепловой нагрузки Q , когда экспортируемый пар конденсируется. Удельная энтальпия $\Delta h_{\text{конд,вых.}}^L$ конденсированного пара может быть считана с таблиц пара, соответствующие насыщенной жидкости при давлении 7 бар. Тогда тепловая нагрузка может быть рассчитана как

$$\dot{Q} = \dot{m}(\Delta h_{\text{турб,вх.}}^V - \Delta h_{\text{турб,вых.}}^V)$$

и в итоге, коэффициент Q/W как суммировано в Таблице 10.6. Как видно, этот коэффициент большой. Скрытая теплота, содержащаяся в паре, составляет большую часть его полной энтальпии.

ТАБЛИЦА 10.6 Выход энергии из паровой турбины обратного давления

Турбина	Единицы	Вход	Выход	
			идеально	Реально
Скорость потока	кг / ч	100,000	100,000	100,000
температура	С	400	186	221
давление	Бар	42	8	8
энтальпия	кДж / кг	3,210.6	2,805.6	2,886.6
энтропия	кДж / кг-К	6.744	6.744	6.915

Насыщенная паровая энтропия	кДж / кг·К	6.662	
Мощность на валу	кДж / ч	32,399,000	
электроэнергия	кВт	8,550	
Конденсатор выхлопного пара (для подачи тепла)			
температура	С		219
давление	Бар		7
Энтальпия насыщенного пара	кДж / кг		2762.8
Энтальпия насыщенной жидкости	кДж / кг		697.00
Тепловая нагрузка	МДж / ч	206,575	
Тепловая энергия / экспортированная	Доля	6.71	

и, таким образом, применение ТЭЦ является эффективной стратегией для восстановления и использования этой скрытой энергии, в то время как на станции, вырабатывающей только электричество в качестве своего продукта, большая часть скрытой теплоты отводится в окружающую среду.

10.5.1 Абсорбционное охлаждение бромидом лития (LiBr)

Как говорилось в главе 2, в таком холодильном процессе производном от тепла, в котором тепло должно передаваться от более низкой температуры к более высокой, требуется дополнительное тепло при более высокой температуре, чтобы не было спонтанного увеличения общего качества энергии. Эта более высокая температура тепла обеспечивается выхлопом цикла надстройки на ТЭЦ.

На рисунке 10.10 показан одноступенчатый цикл абсорбционного охлаждения LiBr, состоящий из двух сосудов, испарителя, работающего при давлении ниже атмосферного и другого регенератора. Тепло высокой температуры, подаваемое в цикл, передается разбавленному водному раствору LiBr, содержащемуся в регенераторе, для испарения воды при концентрировании раствора LiBr. Образующийся водяной пар поступает в конденсатор, где охлаждающая среда используется для конденсации водяного пара в жидкую воду. Затем вода течет по трубам (сторона корпуса) в испарителе, поддерживаемом при гораздо более низком давлении и жидкость испаряется при низкой температуре, соответствующей более низкому давлению. Охлаждаемая текучая среда (обычно вода) протекает по трубам испарителя, передавая тепло испаряющейся воде на стороне корпуса. Испаренная вода затем поступает в абсорбер для смешивания с концентрированным водным раствором LiBr, в то время как выделенное тепло передается охлаждающей воде. Сила раствора становится слабой, так как он поглощает водяной пар, и этот слабый раствор перекачивается в регенератор (после предварительного нагрева в обменнике), чтобы сконцентрироваться и повторить цикл. Охлажденная вода при температуре около 7°C может быть получена с использованием насыщенного пара под давлением ниже 2 бар при использовании охлаждающей воды, подаваемой при температуре около 30°C. Коэффициент полезного действия или КПД (отношение теплового режима охлаждения к сумме теплового режима более высокой температуры подводимая и потребляемая мощность) может составлять примерно от 0,65 до 0,7. КПД может быть увеличен за счет наличия взаимозаменяемости в цикле, и дальнейшие улучшения КПД могут быть реализованы с использованием двухступенчатого цикла, в котором два генератора, при этом тепло более высокой температуры подается в один регенератор, в то время как тепло во второй регенератор восстанавливается путем конденсации водяного пара, образовавшегося в первом регенераторе. Стоимость системы, с другой стороны, также увеличивается.

Сравнивая этот процесс абсорбционного охлаждения с процессом охлаждения, управляемым компрессором (механическое охлаждение), оба процесса требуют испарения жидкости при низком давлении для достижения низкой температуры охлаждения и

конденсации этого пара при более высоком давлении и соответственно более высокая температура для отвода тепла в окружающую среду. Способ, которым пары низкого давления находятся под давлением перед стадией конденсации, различаются для двух типов охлаждения, один из которых включает поглощение пара в жидкую фазу и последующую откачку этой жидкости до более высокого давления с последующим использованием тепловой энергии для выпуска пара при более высоком давлении по сравнению с одностадийным механическим сжатием паров низкого давления в случае механического охлаждения.

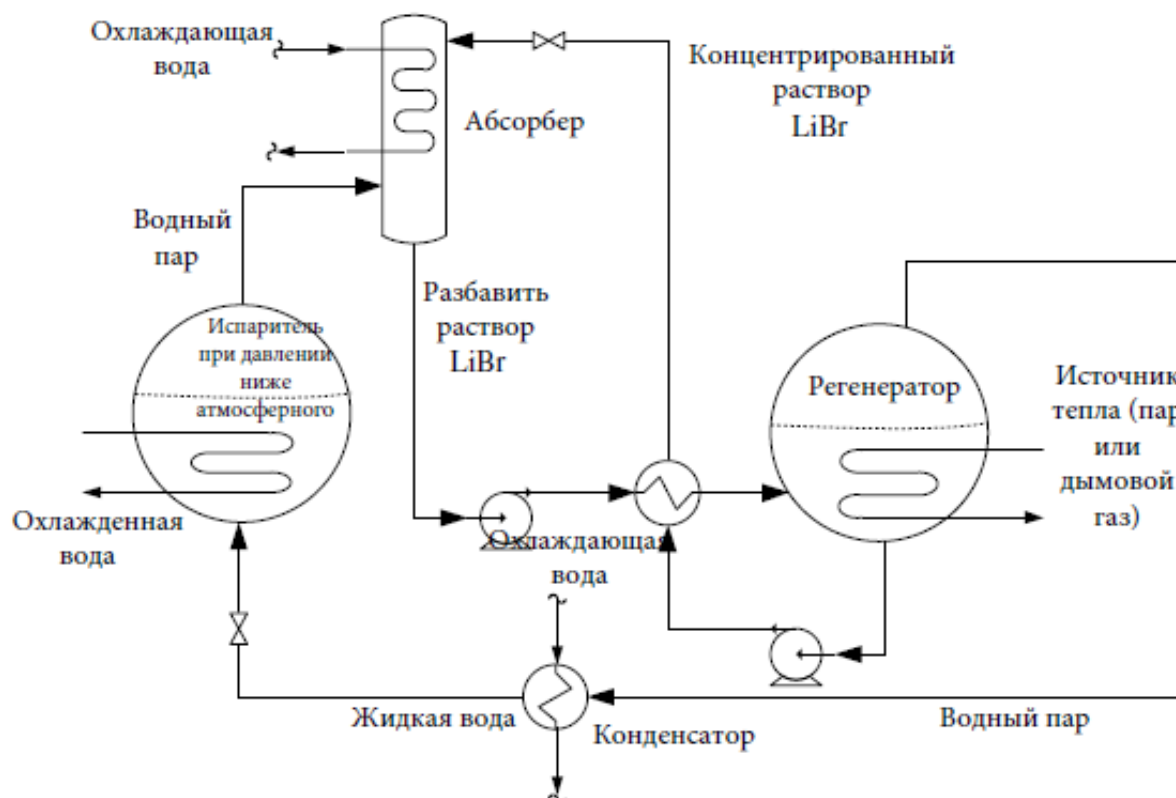


РИСУНОК 10.10 Одноступенчатое абсорбционное охлаждение LiBr для охлажденной воды

Пример 10.3. На ТЭЦ 10 000 кг/ч пара при 400 °С и 18 бар подают в конденсационную паровую турбину с отверстием для откачки. Предположим, что изоэнтальпическая эффективность паровой турбины до точки извлечения составляет 65%, а от точки извлечения до выхлопа - 70%, в то время как механические и генераторные потери составляют 5% от мощности, вырабатываемой паром. Требуемое количество пара извлекается из турбины при давлении 2,43 бар (на основе подачи тепла при температуре конденсации 110 °С с учетом падения давления на стороне пара) для работы одноступенчатой LiBr абсорбционной холодильной установки. КПД этой одноступенчатой системы составляет 0,65 для экспорта 50 000 кг/ч охлажденной воды при температуре 7 °С, когда температура возвратной воды в холодильную установку составляет 13 °С. Предположим, охлаждающая вода отводит тепло от холодильной установки и цикл пара подается при 30 °С и возвращается в градирню при 40 °С (то есть при повышении на 10 °С), в то время как в вакуумном конденсаторе пара используется температура пережима 5 °С (разница в температуре охлаждающей воды, выходящей из конденсатора и температура

конденсирующегося пара). Рассчитайте процентное изменение чистого количества произведенной электроэнергии, если бы вместо этого использовалась двухступенчатая LiBr абсорбционная холодильная установка. Эта двухступенчатая система имеет более высокое КПД, равное 1,0, но требует, чтобы пар был извлечен из турбины при более высоком давлении 5,74 бар (на основе подачи тепла при более высокой температуре конденсации, равной 150 °С, с учетом падения давления на стороне пара). Не обращайтесь внимания на электрическую мощность, необходимую для эксплуатации установки, а также при расчете тепловой энергии, необходимой для эксплуатации холодильных установок с использованием заданных КПД.

Решение

Первым этапом является расчет требуемого режима охлаждения, который затем может быть использован при расчете количества пара, подлежащего извлечению из турбины. Эти расчеты сведены в таблицах 10.7 и 10.8.

Затем, расчет для паровой турбины выполняется путем моделирования турбины как двух отдельных турбин, первая до давления экстракции (турбина 1), а вторая с вычетом скорости потока (для подачи пара для холодильной установки) до уровня давления на входе в конденсатор (турбина 2). Давление в конденсаторе соответствует давлению насыщенного пара при 45°C, которое рассчитывается путем прибавления заданной температуры пережима 5°C к заданной температуре охлаждающей воды 40°C на выходе. Эти расчеты приведены в таблице 10.9. Общая мощность, генерируемая в обоих случаях, по существу одинакова, экономия тепловой энергии, обеспечиваемой извлеченным паром для двухступенчатого холодильного шкафа, сводится на нет более высоким качеством требуемой тепловой энергии (т. е. пар должен быть извлеченным при более высоком давлении). Этот результат не совпадает; если бы паровой цикл и холодильная установка были идеальными (с точки зрения второго закона), то эффективность двух альтернативных конструкций была бы одинаковой, поскольку качество и количество тепловой энергии, входящей и выходящей из каждой из общих систем (в целом Система подразумевает паровой цикл вместе с холодильной установкой) стационарны (фиксированы).

ТАБЛИЦА 10.7 Нагрузка на холодильник

	Единиц	Вода, поступающая в охлаждение	Охлажденная вода, поступающая из холодильника
Скорость потока	кг/ч	$m = 50,000$	
Температура	°C	13	7
Энтальпия	кДж/кг	$h_{\text{вх. вода}} = 54,0$	$h_{\text{вых. вода}} = 28,8$
Нагрузка холодильника	кДж/ч	$Q_{\text{хол.}} = m \times (h_{\text{вх. вода}} - h_{\text{вых. вода}}) = 1,259,000$	

ТАБЛИЦА 10.8 Объем выделенного пара

	Единиц	Однофазное охлаждение	Двухфазное охлаждение
COP	Доля	0,65	1,00
Тепловой режим, $Q_{\text{heat}} = Q_{\text{refrig}} / \text{COP}$	кДж/ч	$\frac{1,259,000}{0.65} = 1,937,000$	$\frac{1,259,000}{1.0} = 1,259,000$
Температура конденсации пара	°C	1110	150

Энтальпия
насыщенных
пара/жидкости
Требуемый пар

кДж/кг

$$h_{in}^{steam} = 2690.8 \quad h_{out}^{condensate} = 460.8$$

$$h_{in}^{steam} = 2745.7 \quad h_{out}^{condensate} = 631.5$$

кДж/ч

868

595

$$= \frac{\dot{Q}_{heat}}{h_{in}^{steam} - h_{out}^{condensate}}$$

ТАБЛИЦА 10.9 Энергия вырабатываемая турбинами

Турбина 1 (до давления конденсатора)		Однофазное охлаждение			Двухфазное охлаждение			
		Единиц	Вход	выход		Вход	выход	
				идеал	реал		идеал	реал
Скорость потока	кг/ч	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	
Температура	°С	400	149	233	400	244	295	
Давление	Бар	18	2.437	2.437	18	5.743	5.743	
Энтальпия	кДж/кг	3251.3	2763.8	2934.4	3251.3	2946.0	3052.9	
Энтропия	кДж/кг-К	7.181	7.181	7.550	7.181	7.181	7.378	
Насыщенный пар энтропии	кДж/кг-К		7.06			6.77		
Мощность	кДж/ч		3,169,000			1,984,000		
Турбина 2 (до давления конденсатора)		вход	выход		вход	выход		
			идеал	реал		идеал	реал	
Скорость потока		10,000 –	9,132		10,000 –	9,405		
(оставшаяся после извлечения)	кДж/ч	868 =		9,	595 =		9,	
		9,132	132		9,405	405		
Температура	°С	233	45		295	45		
Давление	Бар	2.437	0.095		5.743	0.095		
Энтальпия пара	кДж/кг		2582.2			2582.2		
Жидкая энтальпия	кДж/кг		187.8			187.8		
Энтальпия	кДж/кг	2934.4	2386.2	2550.7	3052.9	2331.5	2547.9	
Паровая энтропия	кДж/кг-К		8.166			8.166		
Жидкая энтропия	кДж/кг-К		0.637			0.637		
Энтропия	кДж/кг-К	7.550	7.550	8.067	7.378	7.378	8.058	
Качественный			0.918	0.987		0.895	0.986	
Мощность	кДж/ч		3,504,000			4,749,000		
Электрическая мощность Турбины 1 и 2	кВт		1,761			1,777		

Таким образом, выбор двухступенчатой холодильной установки с более высокими капитальными затратами по сравнению с одноступенчатой холодильной установкой требует тщательного изучения системы, в рамках которого будут оценены различные компромиссы с общей точки зрения на эти конструкции.

Литература

- Bertoncini F, Marion MC, Brodusch N, Esnault S. Unravelling molecular composition of products from cobalt catalysed Fischer-Tropsch reaction by comprehensive gas chromatography: Methodology and application. *Oil Gas Sci Technol Revue IFP* 2009;64(1):79-90.
- Black J. Cost and performance baseline for fossil energy plants, volume 1: Bituminous coal and natural gas to electricity. U.S. Department of Energy Report; 2010. Report nr. DOE/NETL- 2010/1397. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy.
- Heydorn EC, Diamond BW, Lilly RD. Commercial-scale demonstration of the liquid phase methanol (LPMEOH™) process, Vol. 2. U.S. Department of Energy Final Report; June 2003. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy.
- Johnson BG, Bartholomew CH, Goodman DW. The role of surface structure and dispersion in CO hydrogenation on cobalt. *J Catal* 1991;128(1):231-247.
- Kalina T, Moore RE, inventors; Exxon Research and Engineering Company, assignee. Catalytic coal hydrogasification process. US patent 3,847,567. November 12, 1974.
- Kamali MR, Sundaresan S, Van den Akker HEA, Gillissen JJJ. A multi-component two-phase lattice Boltzmann method applied to a 1-D Fischer-Tropsch reactor. *Chem Eng J* 2012; 207:587-595.
- Kang WR, Lee KB. Effect of operating parameters on methanation reaction for the production of synthetic natural gas. *Korean J Chem Eng* 2013;30(7):1386-1394.
- Keenan JH, Keyes FG, Hill PG, Moore JG. *Steam Tables: Thermodynamic Properties of Water Including Vapor, Liquid, and Solid Phases*. New York: John Wiley & Sons, Inc.; 1969.
- Kirtay E. Recent advances in production of hydrogen from biomass. *Energy Convers Manage* 2011;52:1778-1789.
- Kurtz M, Wilmer H, Genger T, Hinrichsen O, Muhler M. Deactivation of supported copper catalysts for methanol synthesis. *Catal Lett* 2003;86(1-3):77-80.
- Li M, Brouwer J, Rao AD, Samuelsen GS. Application of a detailed dimensional solid oxide fuel cell model in integrated gasification fuel cell system design and analysis. *J Power Sources* 2011;196:5903-5912.
- Li M, Rao AD, Samuelsen GS. Performance and costs of advanced sustainable central power plants with CCS and H₂ co-production. *Appl Energy* 2012;91(1):43-50.
- Rao AD, inventor, Fluor Corporation, assignee. Reactor configuration for topping cycle. US patent 4,999,993. March 19, 1991.
- Soemardji A, Engineer P. January 2012. How green is the stamcarbon urea process? Available at <http://www.stamcarbon.com/documents/ot/how-green-is-the-stamcarbon-urea-process-v2-w.pdf>. Accessed February 8, 2014.
- Tijm PJA, Waller FJ, Brown DM. Methanol technology developments for the new millennium. *Appl Catal A General* 2001;221(1):275-282.

11

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ СИСТЕМЫ

В этой главе рассматриваются некоторые перспективные высокотехнологичные системы, которые будут оказывать существенное влияние на экологическую безопасность и экономическую устойчивость энергетических установок, такие как мембранные сепараторы и реакторы, а также топливные элементы наряду с гибридными циклами, использующими топливные элементы. Также приведено краткое обсуждение других перспективных технологий, организации химических циклов и магнетогидродинамических (МГД) установок. Организация химических циклов, в которой используется металлический носитель для химической передачи кислорода, необходимого для сжигания (улавливания и связывания углерода (CCS)) или газификации углеродистого сырья, имеет преимущество с точки зрения исключения дорогостоящей (с точки зрения затрат и эффективности) воздухоразделительной установки (ASU). МГД в качестве надстроечного цикла имеет потенциал для существенного повышения эффективности энергетических установок, работающих на ископаемом топливе, и привлекает внимание, поскольку топочный газ цикла более подходит для CCS, так как вместо воздуха для сжигания топлива используется O_2 , что позволяет достичь необходимой очень высокой температуры.

11.1.1 ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ МЕМБРАНЫ-СЕПАРАТОРЫ

Технологии сепарации с использованием высокотемпературных мембран используются в таких областях как сепарация воздуха для подачи O_2 при комбинированном цикле с газификацией угля (IGCC) или для сжигания кислорода, для сепарации H_2 от потока синтетического газа, например в IGCC, либо при сопутствующем производстве H_2 или генерации декарбонизированного топочного газа для сжигания в газовой турбине для ограничения выбросов CO_2 разрабатываются с целью повышения эффективности системы и снижения стоимости установки. Керамические материалы в качестве высокотемпературных мембран привлекают основное внимание научного и инженерного сообщества, и перед тем как приступить к обсуждению более узкого применения керамических мембран, далее в главе рассматривается научное обоснование свойств основных материалов. Для сепарации воздуха в керамической мембране происходит перенос ионов кислорода, тогда как для сепарации водорода происходит перенос протонов. Материалы переноса ионов кислорода также находят применение в определенном типе топливного элемента, также рассмотренном в этой главе, твердооксидном топливном элементе (ТОТЭ). Также разрабатываются и будут кратко обсуждены плотнофазные керамические и металлические мембраны для разделения H_2 .

11.1.1 Керамические мембраны

11.1.1.1 Проводимость в полупроводниках. Между идеальными изоляторами и проводниками имеется класс материалов, называемых полупроводниками, которые проявляют промежуточные между этими двумя классами свойства проводимости. Полупроводники состоят из ковалентных кристаллов. Атомы в ковалентном кристалле удерживаются вместе ковалентными связями, типовым примером является алмаз. Каждый из четырех электронов во внешней оболочке атома углерода образует ковалентную связь со своими ближайшими четырьмя соседними атомами. Поскольку каждый из валентных электронов участвует в связи, ни один из электронов не является чрезвычайно подвижным. Однако при достаточно высоких температурах все большее число электронов возбуждается до свободных энергетических уровней в зоне проводимости.

Чтобы существенно увеличить проводимость полупроводников их материалы могут быть легированы определенным типом «примесных» элементов в мельчайших концентрациях. Существует два типа атомов легирующей примеси: те, которые могут легко высвобождать электроны из внешних оболочек, порождая полупроводники n-типа, и те, которые берут электрон из исходных атомов полупроводников, порождая полупроводники p-типа, оставляя вакантные места в валентной зоне. Затем такое вакантное место («дырка») может «свободно перемещаться», чтобы облегчить поток тока, позволяя электрону переходить на свободный энергетический уровень. Электронные дырки образуются, когда электрон переходит из валентной зоны в зону проводимости. Он оставляет после себя свободный энергетический уровень в валентной зоне, и образовавшаяся таким образом электронная дырка заполняется другим электроном с энергетическим уровнем, близким к уровню вакантного состояния.

11.1.1.2 Вакантные места и диффузия в твердых телах Кристаллические решетки могут иметь внутренние несовершенства, такие как вакантные места решетки, где нет атома. Эти вакантные места позволяют атому (атому кислорода в ионной форме) выполнять перенос через твердое тело, при этом ион кислорода «перепрыгивает» с одного вакантного места на другое. Вакантное место может иметь положительный заряд, созданный легирующим элементом, если мы говорим о полупроводнике p-типа. Перепрыгивание носит химический характер, так как диффундирующий атом образует химические связи с другими атомами в кристаллической решетке при переходе на вакантное место. Самодиффузия в твердых телах происходит посредством случайного блуждания (в случае, когда отдельные атомы диффундирующего вида не взаимодействуют друг с другом), при этом ион или атом выпрыгивают из одного вакантного места (оставляя свободное место для принятия следующего перепрыгивающего иона или атома) на другое. Если рассматривать взаимодействующие атомы, то химический потенциал накладывает движущую силу и, в зависимости от величины коэффициента активности (или коэффициента усиления) скорость кинетического процесса диффузии (кинетика химической реакции) может быть увеличена на порядки по сравнению с самодиффузией. Процесс диффузии внутри твердого тела похож на трехатомную химическую реакцию. Прыгающий ион или атом разрывает химическую связь со своими соседними атомами и прыгает на свободное место, где образует новые химические связи с новыми соседними атомами. Когда движущая сила мала, скорость диффузии может быть принята в качестве линейно пропорциональной градиенту химической активности, в то время как коэффициент диффузии показывает зависимость числа Аррениуса от температуры из-за химической природы процесса.

11.1.1.3 Мембраны для переноса кислорода Перовскит⁴⁰ имеет химическую структуру ABO_3 , причем A-участок и / или B-участок, возможно, представляют собой смесь двух или более элементов. $La_{0.4}Ca_{0.6}Fe_{0.75}Co_{0.25}O_{3-\delta}$ является примером перовскита, пригодного для транспорта ионов кислорода с кислородной

⁴⁰ Материалы с тем же типом кристаллической структуры, что и минерал перовскит, $CaTiO_3$

недостаточностью или вакантным местом, представленным δ (Дитхельм и соавт., 2003). Такие перовскиты могут проводить как электроны, так и ионы кислорода через керамическую решетку и имеют высокие потоки O_2 в диапазоне температур 700-1000 С. Существует ряд процессов, связанных с прохождением кислорода через керамическую мембрану. После того как он достигает мембраны путем диффузии через пленку газа на границе газ–мембрана, он адсорбируется на поверхности и затем транспортируется навальным путем через керамическую решетку содержащую вакантные места ионов кислорода при требуемых высоких температурах. Поток кислорода через мембрану при температурах >700 С можно получить из уравнения Нернста-Эйнштейна (Fou and McGovern, 2005):

$$j_{O_2} = \frac{\sigma_i R_u T}{4 L n_e^2 F^2} \ln \left(\frac{P_{O_2, \text{ВХ.}}}{P_{O_2, \text{ВЫХ.}}} \right)$$

где j_{O_2} - поток кислорода через единицу площади, σ_i - ионная проводимость материала, T - абсолютная температура, L - толщина мембраны, n_e - заряд носителя заряда, который всегда равен 2 для ионов кислорода, F - постоянная Фарадея = 96,487 КЛ/моль электронов (кулон на г-моль электронов, каждый г-моль электронов, содержащее число Авогадро или 6.022×10^{23} электронов), P_O - парциальное давление кислорода на стороне подачи, и P_{O_2} - парциальное давление кислорода на стороне проникновения.

11.1.1.4 Мембраны транспорта водорода. Транспорт водорода через плотные высокотемпературные керамические мембраны ограничен смешанной проводимостью протонов и электронов. Разрабатываются керамические / керамические композиты, включающие протон-проводящую перовскитовую фазу с электрон-проводящей керамической второй фазой (Роарк и соавт., 2002). Такое сочетание протонной и электронной проводимости может быть достигнуто путем чрезмерного легирования исходного перовскита соответствующими оксидами переходных металлов. Легирующий переходный металл вводится в решетку перовскита во время кальцинации, которая генерирует вакантные места для кислорода и способствует протонной проводимости, в то время как остальная часть переходного металла обычно приводит к образованию оксида металла с высокой электронной проводимостью. Исследуются также металлокерамики, образованные путем объединения протон-проводящей керамической фазы с металлической фазой (металлами и сплавами с высокой водородо-проницаемостью), которые обладают преимуществом очень высокой электронной проводимости при небольшом количестве металла и, таким образом, максимизируют количество протон-проводящей фазы. Поток водорода можно получить из уравнения Нернста-Эйнштейна (Роарк и соавт., 2002):

$$j_{H_2} = \frac{\sigma_{amb} R_u T}{4 L n_e^2 F^2} \ln \left(\frac{P_{H_2, \text{ВХ.}}}{P_{H_2, \text{ВЫХ.}}} \right)$$

где j_{H_2} - это поток водорода через единицу площади, σ_{amb} - смешанная проводимость протонов и электронов, называемая амбиполярной проводимостью, T - абсолютная температура, L - толщина мембраны, n_e - заряд носителя заряда, который всегда равен 1, для протонов, P_{H_2} - парциальное давление водорода на подаче и P_{H_2} , выход - парциальное давление водорода на стороне проникновения.

Другие типы разрабатываемых высокотемпературных мембран включают:

- Микropopистые неорганические мембраны (Джудкинз и Бишоф, 2004), через которые водород проникает в молекулярной форме и его поток прямо пропорционален градиенту парциального давления через мембрану.
- Мембраны сплава Pd-Cu (Эник и соавт., 2003), через который водород проникает в атомарном виде следующими этапами: диссоциативная адсорбция H_2 на поверхности металла, диффузия атомарного водорода через объемный металл и, наконец, ассоциативная десорбция H_2 с поверхности металла. Поток H_2 пропорционален разнице в

квадратном корне парциального давления H_2 с каждой стороны мембраны.

11.1.2 Мембранное разделение воздуха

Как упоминалось в главе 9, энергопотребление установки сжижения воздуха составляет более половины от общей потребляемой мощности или 10-20% от общей мощности, производимой IGCC. Air Products and Chemicals, Inc. (Армстронг и соавт., 2002) и Praxair, Inc. (Прасад и соавт. (2002) разрабатывают кислородно-ионные транспортные мембраны для крупномасштабного производства O_2 из воздуха для использования в газификации, а также в установках окислительного сжигания с перспективой снижения как энергопотребления, так и капитальных затрат примерно на 30% по сравнению с обычными криогенными ASU. Ионы кислорода и электроны пропускают через непористую, смешанную ионно-электронно проводящую мембрану, при температуре 800-900 С в обратном направлении. Воздух при температуре 800-900 С и давлении 15-20 бар течет с одной стороны мембраны, в то время как на стороне впитывания кислорода поддерживается низкое, вплоть до суб-атмосферного, давление для увеличения разности парциального давления O_2 между двумя сторонами мембраны. В применении IGCC, интегрированная система состоит из горячего воздуха под давлением, извлекаемого из компрессора газовой турбины для доставки его к блоку мембраны который отделяет часть O_2 путем переноса его в ионной форме через стенку мембраны пока истощенный воздух под давлением возвращается к газовой турбине. Для извлеченного воздуха необходимо увеличить давление возврата горячего истощенного воздуха назад к газовой турбине пока температура извлеченного воздуха после компрессора-бустера увеличена до необходимой рабочей температуры мембраны-сепаратора, путем прямого воспламенения синтегаза в этом потоке воздуха. Газовая турбина должна быть способна принимать горячий истощенный воздух (800-900 С), а газовые турбины с такой необходимой мощностью в настоящее время недоступны. Разрабатываются как плоские, так и трубчатые мембранные конструкции, и коммерческое предложение этих систем может состояться через 10-15 лет.

11.1.3 Мембранные технологии для выделения водорода

Мембраны сепарации H_2 исследуются для использования в «мембранных реакторах», которые объединяют конверсию водяного газа или реактор риформинга с сепарацией продукта в одном блоке. Это приводит не только к сокращению количества оборудования и его размеров, но и к повышению тепловой эффективности и конверсии, поскольку продукт реакции непрерывно удаляется из реакционной смеси. В трубчатой конструкции, трубки, заполненные катализатором построены из материала мембраны с соответствующим структурным материалом, для того чтобы обеспечить необходимую прочность, и заключены в корпус, в который поступает H_2 по мере образования. Коммерческое предложение этих систем может состояться через 10-15 лет.

11.2 ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Недостатком тепловых двигателей является то, что они зависят от процесса горения, который производит загрязняющие вещества, а эффективность преобразования энергии, связанной с топливом, в электричество с промежуточной стадией, связанной с горением, ограничена температурой, при которой тепло может быть использовано, следствием второго закона термодинамики. В тепловом двигателе материалы конструкции ограничивают температуру, при которой тепло преобразуется в мощность. Значительное снижение качества энергии происходит, когда химически связанная энергия, содержащаяся в топливе, выделяется и передается в рабочую жидкость теплового двигателя при значительно более низкой температуре. Как говорилось в главе 2, снижение качества энергии (за счет использования тепловой энергии при более низкой температуре) эквивалентно генерации энтропии, потери энергии, и, как следствие, снижению эффективности.

Даже если материалы разработаны для работы при более высокой температуре, эффективность ограничена, так как добавление тепла в цикл от процесса горения не происходит при постоянной температуре. Возьмем, к примеру, топливо типа H_2 . Его

адиабатическая температура пламени составляет 2483 K, а эффективность цикла Карно $>80\%$ может быть рассчитана с использованием этой температуры в качестве температуры источника тепла и типичных температур окружающей среды в качестве температуры отвода тепла. Эта расчетная эффективность, однако, вводит в заблуждение. В циклах с прямым нагревом, таких как циклы Брайтона, Дизеля или Отто, добавление тепла к рабочей жидкости не происходит при постоянной температуре, а начинается при гораздо более низкой температуре (температура в конце шага сжатия). В случае отдельных циклов, таких как цикл Ренкина, в котором тепло передается отдельной рабочей жидкости, добавление тепла не только начинается при температуре на входе в экономайзер, но и сама температура источника тепла не является постоянной, так как продукты сгорания (топочные газы) охлаждаются по мере передачи тепла в рабочую жидкость. Истинная эффективность Карно этих циклов должна учитывать переменную температуру добавления тепла, и можно обнаружить, что она значительно ниже 80% .

Более эффективный и экологически ответственный способ преобразования этой энергии, связанной с топливом, заключается в использовании топливных элементов после преодоления технологических проблем, обсуждаемых в этой главе. Топливные элементы преобразуют значительную часть связанной с топливом энергии непосредственно (электрохимически) в электричество без промежуточного этапа преобразования ее в тепловую энергию как в тепловых двигателях. Топливные элементы, однако, требуют чистого топлива, такого как природный газ. Грязные виды топлива, такие как уголь и биомасса, могут быть преобразованы в чистые виды топлива путем газификации с последующей очисткой полученного таким образом синтез-газа, а затем заправкой топливного элемента чистым синтез-газом.

Топливный элемент, как электрохимическое устройство, похож на батарею, которая преобразует химически связанную энергию непосредственно в электричество, но в отличие от обычных батарей, химическая энергия к элементу подается на постоянной основе в виде топлива, такого как природный газ или синтез-газ, в то время как окислитель (воздух) также подается непрерывно.

Процесс конверсии, происходящий в топливном элементе, можно рассматривать как электролиз, работающий в обратном направлении. Как показано на рис. 11.1, при электролизе используется электрический ток для разделения, например, воды H_2O на H_2 и O_2 , в то время как тип топливного элемента, показанный здесь, производит обратное объединение топлива H_2 с окислителем O_2 для получения H_2O и электрического тока.

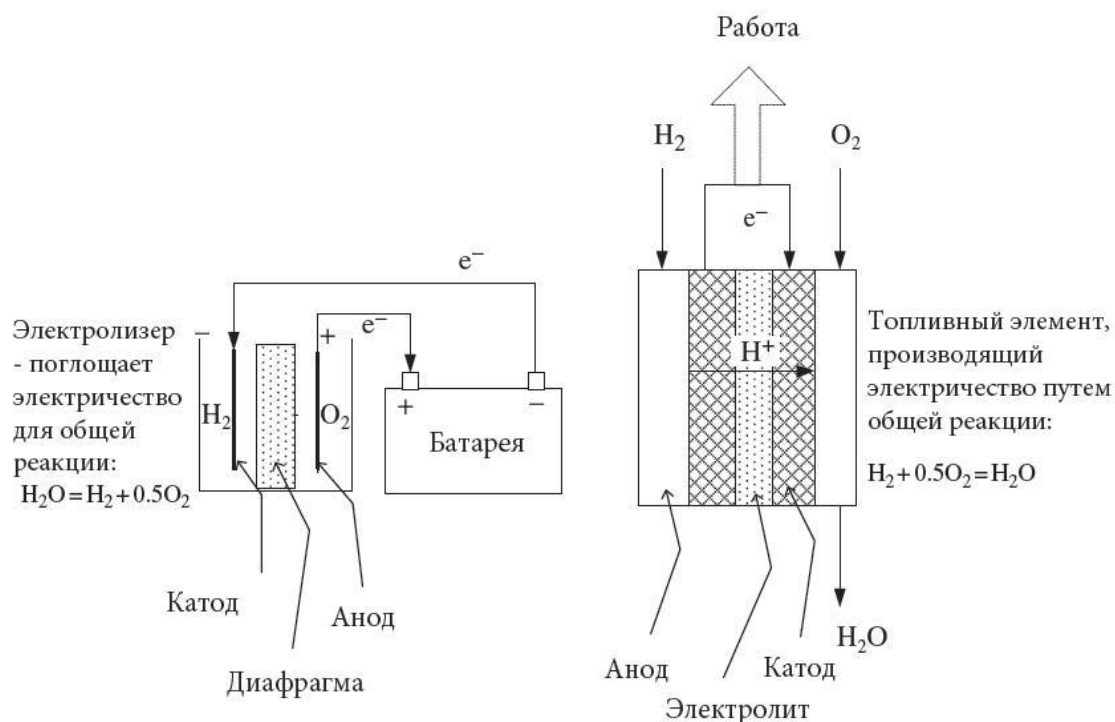


Рис. 11.1 Электролизер и топливный элемент

Топливо поступает на анод (отрицательный электрод) топливного элемента и окисляется, высвобождая электроны во внешнюю цепь. Окислитель течет к поверхности катода, а ионы водорода протекают через электролит топливного элемента для взаимодействия с O_2 , потребляя электроны, которые поступают из внешней цепи после генерации энергии.

Топливные элементы считались диковинкой в 1800-х годах, первый топливный элемент был построен еще в 1839 году сэром Уильямом Гроувом, юристом и ученым. Серьезный интерес к топливным элементам как практическим генераторам электроэнергии возник лишь в 1960-х годах, когда космическая программа США предпочла топливные элементы более рискованной ядерной энергии и более дорогой солнечной энергии. Топливные элементы обеспечивали энергией космические корабли «Джемини» и «Аполлон». Они также предоставляли электричество и воду для космического челнока.

Топливный элемент имеет потери, которые ограничивают преобразование энергии, связанной с топливом, в электричество. Эти потери обусловлены:

1. Необратимостью, вызванной нагревом реагентов до температуры реакции и охлаждением продуктов от температуры реакции
2. Изменение энтропии реакции
3. Необратимостью, вызванной поляризацией элемента.

Потери топливных элементов проявляются в виде тепла, отбракованного или израсходованного системой топливных элементов с соответствующим снижением эффективности системы. Значительная часть отбракованного тепла может быть использована для когенерации или получения дополнительной мощности с использованием теплового двигателя для значительного повышения общей эффективности системы. Объединение топливного элемента с тепловым двигателем называется "гибридным циклом". Правильно сконфигурированный гибридный цикл может повысить эффективность системы более чем на 60% с использованием природного газа на основе низкой теплотворной способности.

В дополнение к преимуществу эффективности, относительной независимости от размера, другие главные преимущества топливных элементов по сравнению с другими приборами преобразования энергии выражены следующим образом:

- Хорошие характеристики работы при частичной нагрузке
- Модульное проектирование и гибкость размера
- Низкое воздействие на окружающую среду
- Хорошая способность размещения благодаря благоприятной экологической сигнатуре
- Быстрая реакция на изменения нагрузки.

Топливные элементы, однако, имеют определенные недостатки, такие как:

- Чувствительность к определенным загрязнителям, которые могут присутствовать в топливе, таким как соединения серы и хлориды
- Отсутствие полевых данных о выносливости / надежности
- Текущие затраты на установку оборудования на основе \$ / кВт высоки.

11.2.1 Основы электрохимии и явления переноса

Существуют различные типы топливных элементов, но основными компонентами любого типа топливных элементов являются анод, катод и электролит, который разделяет анод и катод. В топливном элементе типа, изображенном на рис. 11.1, топливо реагирует или окисляется "в аноде, высвобождая электроны," восстановление " O_2 (обычно из воздуха) происходит в катоде, а электролит проводит ионы от одного электрода к другому внутри элемента. Таким образом, в отличие от сгорания, где топливо (скажем, H_2) и

окислитель (O_2 , содержащийся в воздухе) тесно смешиваются для протекания реакции, в случае топливного элемента общая реакция разделяется на две «полуреакции», реакцию восстановления и реакцию окисления, как показано ниже для рассматриваемого типа топливного элемента, которые разделены в пространстве электронами, выпущенными на аноде и протекающими упорядоченным образом через внешнюю цепь, чтобы произвести полезную работу, прежде чем они войдут в катод.

Окисление в катодной секции: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$

Редукция в катодной секции: $\frac{1}{2}O_2 + 2e^- + 2H^+ \rightarrow H_2O$

Общая реакция: $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

Работа, производимая обратимым топливным элементом, может быть показана как изменение свободной энергии Гиббса для общей реакции. Когда обратимый топливный элемент окружен теплоотводом / источником также при температуре T , передача тепла Q происходит обратимо, но работа теплового двигателя не может производиться из-за нулевой разницы температур между топливным элементом и теплоотводом/источником. Поскольку топливный элемент работает обратимо, общее изменение энтропии топливного элемента + теплоотвода / источника должно быть равно нулю. Изменение энтропии теплоотвода / источника = Q/T и изменение в энтропии топливного элемента должны быть = $-Q/T$. Из первого закона, $W = \Delta H - Q = \Delta H - T\Delta S$, где ΔH и ΔS - энтальпия и энтропия изменения между потоками, входящими и выходящими из топливного элемента (реагенты и продукты). Эта работа должна быть электрической, поскольку никакая другая форма работы не реализуется. Работа, производимая обратимым топливным элементом, может быть показана как изменение свободной энергии Гиббса для общей реакции.

$$W_e = \Delta H - T\Delta S = \Delta G$$

ΔG может быть рассчитано на основе легко доступного стандартного изменения свободной энергии Гиббса ΔG^0 для реакции при температуре T с реагентами (например, H_2 и O_2) и продуктами (например, H_2O) в их стандартном состоянии единичной фугитивности путем корректировки на фугитивность каждого из реагентов и продуктов при фактических условиях реакции. Например, для общей реакции $aA + bB \rightarrow cC + dD$,

$$\Delta G = \Delta G^0 - RT \ln(Q) \quad (11.1)$$

где

$$Q = \frac{f_C^c f_D^d}{f_A^a f_B^b}$$

f_i - фугитивность вида i .

Поскольку электрическая работа является продуктом заряда и напряжения, по которому перемещается заряд, получаем

$$\Delta G = n_e F (\text{напр.}) \quad (11.2)$$

где n_e , число электронов, участвующих в полуреакции.

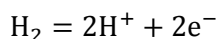
Идеальный потенциал ячейки (E или потенциал «разомкнутой цепи», т. е. без тока) с участием идеальных газов может быть рассчитан подставляя уравнение в уравнение 11.2 при замене фугитивности парциальными давлениями в уравнении 11.1 что приводит к уравнению Нернста:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_0 - \frac{R_u T}{n_e F} \ln \left(\frac{P_C^c P_D^d}{P_A^a P_B^b} \right) \quad (11.2)$$

где ε_0 - опорный потенциал, а P_i - парциальное давление вида i .

Пример 11.1. Рассчитать расход H_2 , необходимый для генерации 1.0 A (amp) тока в топливном элементе?

Решение



Как видно из приведенной выше половины реакции, 2 электрона освобождаются на аноде на молекулу H_2 , реагирующую в топливном элементе, или 2 моль электронов на моль H_2 , а заряд, переносимый электронами, задается константой Фарадея $F = 96,487 \text{ C/моль}$.

Рассчитать расход H_2 , необходимый для генерации 1.0 A (amp) тока в топливном элементе?

$$\dot{M}_{H_2} = \frac{\text{mol } H_2}{2 \text{ mol } e^-} \times \frac{\text{mol } e^-}{96,487 \text{ C}} \times \frac{\text{C/s}}{1 \text{ A}} \times \frac{3600 \text{ s}}{\text{h}} = 0.01865 \frac{\text{mol/h}}{\text{A}}$$

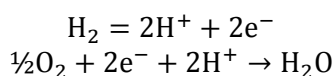
Пример 11.2. Рассчитайте стандартный потенциал (E_0) топливного элемента H_2 - O_2 , работающего при 298 K (с продуктом H_2O в качестве жидкости).

Решение

Из уравнения 11.2, $\varepsilon_0 = -\Delta G^0 / (n_e F)$

Для общей реакции $H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g) \rightarrow H_2O(l)$, $\Delta G^0 = -237,141 \text{ J/mol}$ при 298 K.

Эта реакция может быть записана как две половинчатые реакции, показывающие $n_e = 2$.



Затем, $\varepsilon_0 = -\Delta G^0 / (n_e F) = 237,141 \text{ J/mol} / (2 \times 96,487 \text{ C/mol}) = 1.229 \text{ J/C} = 1.229 \text{ V}$.

Если продукт H_2O рассматривать как пар, то $\Delta G^0 = -228,582 \text{ Дж/моль}$ при 298 K, а затем получается меньшее значение 1.184 V.

11.2.2 Реальное поведение топливных элементов

Как только топливный элемент работает (когда электроны текут, когда цепь замкнута), наблюдаются падения потенциала или напряжения по сравнению с напряжением разомкнутой цепи из-за необратимых процессов, и фактическая работа топливного элемента ниже из-за этих потерь, трех основных потерь, упомянутых ранее. Потери, вызванные поляризацией ячеек, обусловлены различными процессами переноса и химическими процессами, происходящими в топливном элементе, которые требуют жертвовать движущими силами, необходимыми для управления этими процессами, описанными ниже, с практической скоростью:

- Конвективный массоперенос реагентов и продуктов на поверхность катализатора со стороны анода и обратно (где это применимо) для реакций внутреннего риформинга сдвига:

- Риформинг: $CH_4 + H_2O = 3H_2 + CO$, $\Delta H > 0$

- Сдвиг: $CO + H_2O = CO_2 + H_2$, $\Delta H < 0$

- Конвективный массоперенос реагентов и продуктов от поверхности электрода
- Массообмен реагентов и изделий через пористые электроды

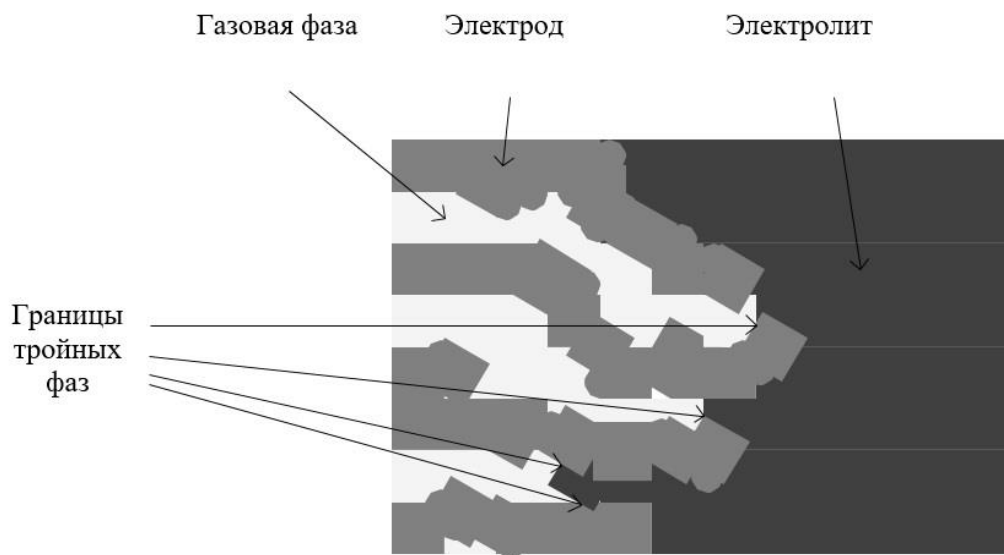


Рис. 11.2 Граница тройной фазы

• Электрохимические реакции на границе раздела между газовой фазой, поверхностью электрода и поверхностью электролита, также известной как тройная граница раздела фазы или ТРВ⁴¹ (см. рис. 11.2) для электронных электродов (электронных проводников, пропускающих электроны, но не ионы), включающие ряд механизмов массопереноса:

- Адсорбция
- Десорбция
- Поверхностная миграция
- Проводимость электронного тока через электроды и токосъемники
- Проводимость ионов через электролит и электроды (если применимо).

Эти потери или необратимость проявляют себя как потери напряжения, также известные как поляризация клеток и генерация тепла. Три основные необратимости заключаются в следующем:

1. Активационная поляризация
2. Омическая поляризация
3. Концентрационная поляризация

11.2.2.1 Активационная поляризация ($\eta_{акт}$) это разность потенциалов выше равновесного значения, необходимого для получения чистого тока, и часть потенциала электрода теряется при движении переноса электронов. Как катод, так и анод имеют активационные поляризации, которые могут сильно отличаться друг от друга, но оба могут быть уменьшены за счет повышения рабочей температуры, активной площади поверхности электрода, активности электрода за счет использования катализаторов и использования смешанного ионного/электронного проводящего электрода (материалы, которые позволяют не только перенос электронов, но и ионов). Эта потеря может быть оценена с использованием уравнения 11.4, известного как уравнение Тафеля, когда $\eta_{акт} > 50 - 100$ мВ с экспериментально определенными константами.

$$\eta_{акт} = \frac{R_u T}{\alpha_e n_e \mathcal{F}} \ln \left(\frac{i}{i_o} \right) \quad (11.4)$$

⁴¹ Увеличение доступной ТРВ увеличивает плотность мощности и производительность топливных элементов, требуя улучшения методов изготовления.

где α_e , коэффициент переноса электронов, является мерой симметрии энергетического барьера для переноса электронов; обычно $\alpha_e = 0.5$ (т. е. эффект изменения потенциала идентичен с обеих сторон барьера). i – плотность тока (ток на единицу площади поверхности электрода). i_0 – обменная плотность тока, плотность тока при отсутствии чистого электрического тока (процессы переноса электронов протекают в обоих направлениях на каждом электроде и когда ток в одном направлении уравнивается током в противоположном направлении, то есть при равновесии, то на этом электроде нет чистого тока при каждой из этих плотностей тока $= i_0$). Чем выше i_0 , тем быстрее кинетика. Экспериментально он определяется путем построения графика Тафеля (измеренная поляризация активации, построенная по естественному логарифму плотности тока, как показано на рис. 11.3) и экстраполяции линейной части графика на ноль по потенциалу.

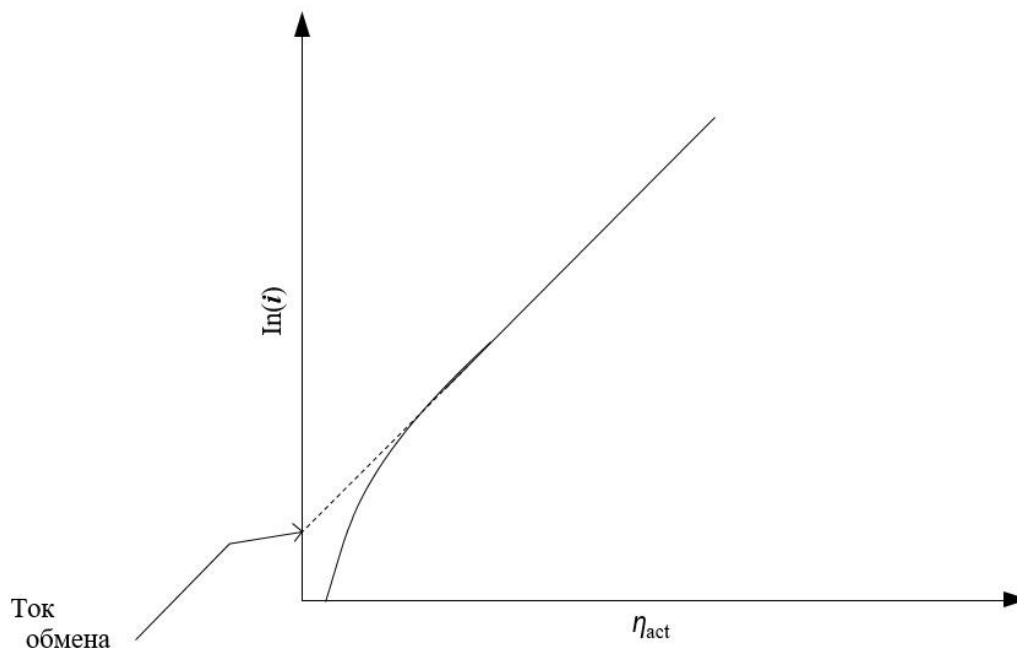


Рис. 11.3 График Тафеля

11.2.2.2 Омическая поляризация ($\eta_{ом}$) Эта поляризация обусловлена Омическими потерями, вызванными сопротивлением электронным и ионным потокам в ячейке. Электролит является проводником для ионов и электронов, хотя потери из-за электронного сопротивления довольно малы; электроды, как правило, являются проводниками электронов (но разрабатываются материалы, которые также имеют ионную проводимость), в то время как терминальные соединения в топливном элементе являются проводниками электронов. Омическая поляризация может быть уменьшена с помощью электролитов с высокой ионной проводимостью и/или тонким слоем электролита, а также электродов с высокой электронной проводимостью и / или толщиной (в поперечном сечении к потоку электронов). Его можно оценить, используя уравнение 11.5, закон Ома.

$$\eta_{ом} = i \sum R$$

где i – ток, а $\sum R$ – сумма сопротивлений электронных и ионных ячеек, определяемая экспериментально в зависимости от температуры электродов, электролита и терминальных соединений.

11.2.2.3 Концентрационная поляризация ($\eta_{дифф.}$) Концентрация массопереноса между объемным газом и на реакционных площадках для реагента и вида продукта как в катодном, так и в анодном отсеках. Эта поляризация является коррекцией, которая требуется в каждом электродном отсеке для использования объемных концентраций газа в

уравнении Нернста для расчета напряжения ячейки. Концентрационная поляризация значительна на плотностях наивысшей мощности и может быть уменьшена путем работы на более низких плотностях тока для уменьшения нарастания концентрации около электродов путем поставки сверхнормальных (достаточных) реагентов для увеличения их концентрации по мере истощения реагентов, более тонких и/или более пористых электродов для уменьшения сопротивления массообмену. Эта потеря может быть оценена с помощью уравнения 11.6.

$$\eta_{\text{дифф.}} = \frac{R_u T}{n_e \mathcal{F}} \ln \left(\frac{i}{i_L} \right) \quad (11.6)$$

где i_L - предельная плотность тока, которая является мерой максимальной скорости переноса реагента или продукта на электрод или с него. Она может быть определена путем моделирования процессов массопереноса, происходящих в каждом из катодных и анодных отсеков или с использованием экспериментальных данных.

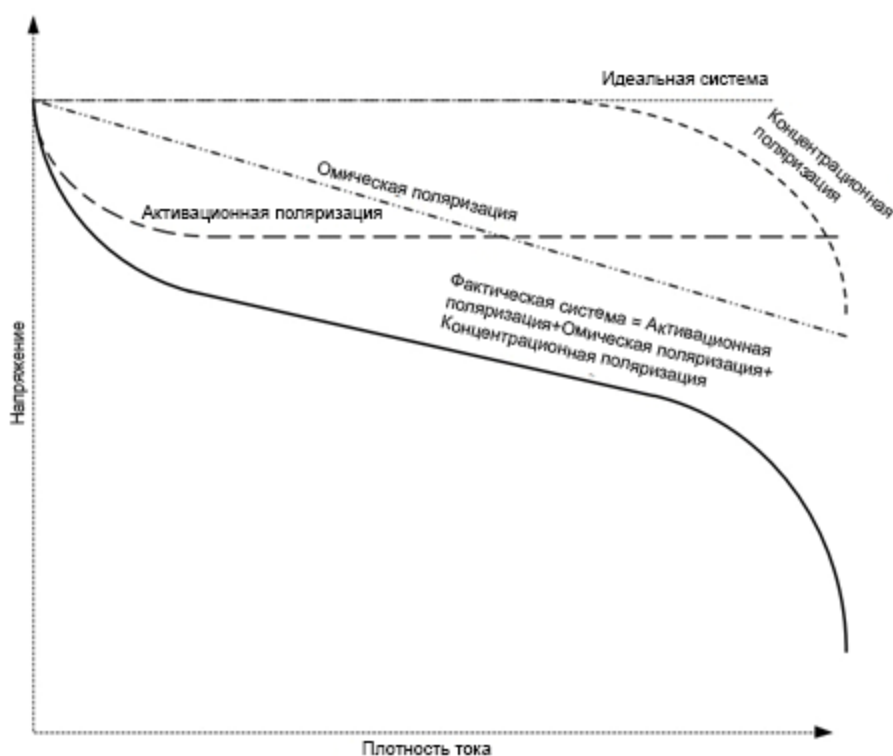


Рис. 11.4 Кривая поляризации

11.2.3 Общие характеристики элементов

Общее напряжение элемента, изменяющееся в зависимости от тока, определяется уравнением 11.7 путем вычитания различных поляризаций из напряжения, рассчитанного с использованием уравнения 11.2, уравнения Нернста (с парциальными давлениями объемного газа для реагентов и продуктов), и графически представлено на рисунке 11.4 как “Кривая поляризации.”

$$V_{\text{ячейка}} = V_{\text{Нернст}} - \eta_{\text{акт,катод}} - \eta_{\text{дифф.,катод}} - \eta_{\text{акт,анод}} - \eta_{\text{дифф.,анод}} - \eta_{\text{ом}} \quad (11.7)$$

Производительность топливного элемента зависит от условий эксплуатации, таких как температура, давление, концентрация топлива и окислителей, а также их использование внутри элемента.

11.2.3.1 Зависимость температуры Так как $-n_e F E = \Delta G = \Delta H - T \Delta S$, с осознанием того что ΔH и ΔS не сильно зависят от температуры T (т.е. учитывая их как константы в отношении T), получаем для константы давления P :

$$\left(\frac{\partial \mathcal{E}}{\partial T}\right)_P = \frac{\Delta S}{n_e \mathcal{F}}$$

Таким образом, термодинамическое влияние рабочей температуры на потенциал ячейки, которое также является мерой ее эффективности, зависит от того, $\Delta S > 0$ или < 0 . Однако обычно наблюдается уменьшение некоторых избыточных потенциалов, которые могут компенсировать термодинамическое уменьшение E при увеличении T для реакций с $\Delta S < 0$.

1.2.3.2 Зависимость от давления Уравнение Нернста 11.2 может быть записано в терминах молевых долей y_i и полного давления P как:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_0 - \frac{RT}{n_e \mathcal{F} P} \ln \left[\left(\frac{y_C^c y_D^d}{y_A^a y_B^b} \right) (P)^{(c+d-a-b)} \right]$$

на котором изображена следующая пропорциональность:

$$\left(\frac{\partial \mathcal{E}}{\partial P}\right)_T = \frac{RT}{n_e \mathcal{F} P} (c + d - a - b)$$

Таким образом, термодинамическое влияние рабочего давления на потенциал клетки (а также мера его эффективности) зависит от того, происходит ли увеличение или уменьшение молей во время общей реакции, при этом эффект становится менее значительным по мере увеличения давления. Однако растворимость газа и скорость массопереноса увеличиваются с давлением, а некоторые связанные с этими процессами избыточные потенциалы уменьшаются. Кроме того, потери электролита в результате испарения обычно уменьшаются, когда расплавленный электролит используется, как в расплавленном карбонатном топливном элементе, описанном ниже в этой главе. Однако требования к материалам и элементам управления могут быть более сложными при повышенном давлении. Переходные скачки давления на одной стороне элемента могут привести к большому повреждению топливного элемента при более высоких рабочих давлениях.

11.2.3.3 Концентрация и утилизация газа Уравнение Нернста 11.2 показывает, что существует сильное влияние концентраций реагентов в топливе и окислителе на электрический потенциал топливного элемента (и эффективность). Утилизация определяется как дробное количество потребляемого реагента. Чем выше коэффициент использования, тем ниже средняя концентрация реагента в топливном элементе и тем ниже потенциал Нернста. Использование топлива U_{Fu} для потока топлива, содержащего как H_2 , так и CO , при этом входящий CO является всем "потенциалом" H_2 с реакцией сдвига, происходящей в высокотемпературных топливных элементах, затем задается ($M_{i\text{ вх.}}$ and $M_{i\text{ вых.}}$ моли вида i , входящие и выходящие из топливного элемента):

$$U_{Fu} = \frac{\dot{M}_{H_2, \text{вх.}} - \dot{M}_{H_2, \text{вых.}} + \dot{M}_{CO, \text{вх.}} - \dot{M}_{CO, \text{вых.}}}{\dot{M}_{H_2, \text{вх.}} + \dot{M}_{CO, \text{вх.}}}$$

В случае топливного элемента с внутренним риформингом с топливным потоком, содержащим, помимо H_2 и CO , также CH_4 , причем каждый моль преобразованного CH_4 эквивалентен четырем молям H_2 , утилизация топлива определяется:

$$U_{Fu} = \frac{\dot{M}_{H_2, \text{вх.}} - \dot{M}_{H_2, \text{вых.}} + \dot{M}_{CO, \text{вх.}} - \dot{M}_{CO, \text{вых.}} + 4(\dot{M}_{CH_4, \text{вх.}} - \dot{M}_{CH_4, \text{вых.}})}{\dot{M}_{H_2, \text{вх.}} + \dot{M}_{CO, \text{вх.}} + 4\dot{M}_{CH_4, \text{вх.}}}$$

Использование оксиданта U_{Ox} может также быть определено как:

$$U_{Ox} = \frac{\dot{M}_{O_2, Вх.} - \dot{M}_{O_2, Вых.}}{\dot{M}_{O_2, Вх.}}$$

Обычно, UF_u держится вокруг 80-85% для поддержания практических плотностей мощности в виду того что необходим конечный градиент концентрации реагентов между стороной анода и стороной катода для ведения реакции. Ни UF_u ни U_{Ox} никогда не могут быть 100% и не станут эквивалентны теплообменнику с разницей температур между двумя потоками, обменивающимися тепло, равное нулю, требуя бесконечно большой площади поверхности теплопередачи. С другой стороны, уменьшение UF_u или U_{Ox} увеличивает требуемое топливо или окислитель, и необходим системный анализ для оценки компромисса, поскольку некондиционные компоненты топлива, выходящие из топливного элемента, могут использоваться для других целей, таких как выработка тепла или фракция, рециркулируемая на вход топливного элемента, или для копродукции H_2 или синтез-газа.

В высокотемпературных топливных элементах, от электрохимической точки зрения, главным образом H_2 принимает участие в реакции, даже если топливо содержит CO и CH_4 . Существуют практические доказательства, подтверждающие это, на основе данных, собранных с помощью описанного ниже ТОТЭ, и многие эксперты считают, что это верно в отношении других высокотемпературных топливных элементов, таких как топливный элемент с расплавленным карбонатным электролитом (MCFC), также описанный ниже. В практических условиях эксплуатации высокотемпературный топливный элемент, питаемый таким газовым потоком, соотношение пар / автомобиль в топливе поддерживается достаточно высоким, чтобы избежать осаждения углерода путем обращения реакции Будуа. В таких условиях Мацузаки и Ясуда (2000) экспериментально показали, что прямое электрохимическое окисление CO не является значительным. CO косвенно окисляется через реакцию переноса водяного пара между CO и H_2O . При высоких рабочих температурах топливного элемента реакция сдвига легко протекает в газовой фазе с образованием H_2 и CO_2 , и образующийся таким образом H_2 диффундирует на окисляемую поверхность анода, причем скорость его диффузии значительно выше, чем у CO . Ихара и соавт. (1999) экспериментально показали, что прямое электрохимическое окисление CH_4 в практических условиях работы с высоким отношением пара к углероду также не является значительным. Соответствующий катализатор необходим для использования CH_4 и риформинга внутри анодной секции или для пре-рифформинга вне топливного элемента.

Пример 11.3. Рассчитать необходимый расход топлива и окислителя (воздуха) для стека топливных элементов постоянного тока мощностью 1,0 МВт (стек состоит из нескольких отдельных элементов, сложенных вместе для получения более существенного напряжения и/или тока в зависимости от того, как отдельные элементы соединены электрически, т. е. последовательно или параллельно) работает с напряжением ячейки 0,75 в на чистом H_2 с использованием топлива, $UF_u = 85\%$ с использованием окислителя, $U_{Ox} = 30\%$.

Решение

Предполагая, что стек содержит в общей сложности N ячеек параллельно, каждая с напряжением 0,75 в, то с мощностью на ячейку $W = 1.0 \text{ MW}$ N и ячейку V , ток I через стек топливных элементов может быть рассчитан как

$$I = \frac{\dot{W}}{V_{\text{ячейка}}} = \frac{(1.0 \text{ MW})/N}{0.75 \text{ V}} \times \frac{1,000,000 \text{ W}}{\text{MW}} \times \frac{1(\text{VA})}{W} = \left(\frac{1,333,000}{N} \right) \text{ A}.$$

Используя результат, полученный в Примере 11.1, требуемое количество топлива с $UF_u = 85\%$ для всего N ячеек, то

$$\dot{M}_{H_2} = \frac{0.01865 \frac{\text{моль}}{\text{л}}}{\text{А}} \times \frac{(1,333,000/N) \text{ А}}{0.85} \times N = 29,260 \frac{\text{моль}}{\text{ч}} = 29.26 \text{ кмоль/ч}.$$

Тогда расход воздуха с $U_{Ox} = 30\%$ предполагая, что он состоит из 21% O_2 и 79% N_2 (для окисления 85% топлива, рассчитанного выше) ,

$$\dot{M}_{Ox} = \frac{\dot{n}_{O_2}}{0.21} = \frac{(0.5n_{H_2} \times 0.85)/0.3}{0.21}$$

$$= \frac{(0.5(29.26(\text{кмоль/ч})) \times 0.85)/0.3}{0.21} = 197.4 \text{ кмоль/ч}$$

Обратите внимание, что те же результаты получаются, если вместо этого предположить , что все элементы расположены последовательно.

11.2.3.4 Дегградация топливного элемента Характеристики топливного элемента могут ухудшаться с течением времени и могут значительно варьироваться в зависимости от типа конструкции. Скорость дегградации, измеряемая с точки зрения напряжения элемента, должна быть ограничена примерно 0,1% на 1000 ч для стационарных применений (Руководство по топливным элементам, 2004 год). В зависимости от типа топливного элемента, загрязняющие вещества в потоках топлива или окислителя могут вызвать ухудшение характеристик мембраны или катализатора, или морфологические изменения керамических материалов, работающих при высоких температурах, могут происходить в течение определенного периода времени. Эта тема, с конкретной ссылкой на каждый тип топливных элементов, обсуждается далее в этой главе.

11.2.4 Производство электроэнергии с использованием топливных элементов

Система топливных элементов на природном газе состоит из трех основных подсистем:

1. Топливный процессор, состоящий из

a. Десульфуратор, такой как слой активированного угля, работающий вблизи температуры окружающей среды, или слой ZnO в случаях, когда газ предварительно нагревается (для риформера), поскольку он работает более эффективно ближе к 400 С. Содержание серы должно быть ограничено <0,1 частей на миллион по объему для защиты следующего по потоку обычного катализатора риформинга на основе Ni . Для взаимодействия любого свободного O_2 , содержащегося в природном газе, с горючими веществами в газе может также потребоваться раскислитель, состоящий из катализатора из благородных металлов, с тем чтобы избежать окисления катализатора, находящегося ниже по потоку Ni . Как упоминалось в Главе 1, в периоды пикового спроса природный газ в некоторых районах Соединенных Штатов (северо-восток) может содержать O_2 до 4% по объему, поскольку в такие сезоны, когда может возникнуть нехватка природного газа, газовая компания может смешивать пропан или бутан для расширения поставок топлива, а воздух будет добавлен в качестве разбавителя для удержания индекса Воббе в пределах. Объем этого раскисляющего катализатора уменьшается по мере роста температуры газа подачи.

b. Внешний реформатор в случае топливных элементов, которые не способны к внутреннему реформированию топлива природного газа (топливо реформируется с получением H_2 , который подвергается электрохимическому окислению в топливном элементе), наряду с теплообменным оборудованием и нагнетателем или компрессором для топливного газа в зависимости от давления, при котором топливный газ доступен. Внешний реформатор в топливном процессоре сочетает природный газ с паром (восстановленным из тепла, восстановленного в секции генерации) для реформирования топлива. Некоторые топливные элементы с внутренними реформерами также требуют пре-реформера для преобразования высших углеводородов, которые в противном случае вызывают закоксовывание катализатора внутреннего реформатора.

c. Адсорбция с перепадом давления (PSA) когда топливным элементам необходима высокая чистота H_2 (например, когда остаточный CO не может быть допущен топливным элементом как топливный элемент с мембраной протонного обмена или PEMFC описанные далее в этой главе), отделить поток H_2 высокой чистоты от реформера после того как он охлаждается близко к температуре окружающей среды. Газ, отбракованный PSA ("хвостовой

газ"), содержит значительное количество горючих веществ, которые могут быть использованы для обеспечения по крайней мере части тепла, необходимого для эндотермических реакций риформинга.

2. Энергетическая секция, включающая в себя топливные элементы и необходимые нагнетатель или компрессор для обеспечения отфильтрованного окислителя (воздуха) при требуемом давлении для топливных элементов, и оборудование для сжигания топлива, остающегося в анодном выхлопном потоке, с O_2 , остающимся в катодном выхлопном потоке, и оборудование, связанное с обеспечением тепла для риформера и/или для выработки пара и/или горячей воды.

3. Кондиционер питания, состоящий из преобразователя мощности постоянного тока (DC) в переменный ток (AC) (так называемый инвертор), так как ток, вырабатываемый на топливных элементах является постоянным. Напряжение постоянного тока, генерируемое малыми стеками топливных элементов имеет низкую величину <50 для системы 5-10 кВт и <350 для системы 300 кВт, и в такой системе повышающий преобразователь постоянный ток/постоянный ток, является существенным (до конверсии к более полезному переменному току), для генерации более высоких напряжений постоянного тока, 400 В, что является нормой для выходов переменного тока 120/240 В.

Эти подсистемы проиллюстрированы на рис. 11.5 (для систем, не требующих чистого потока H_2 в качестве топлива для топливного элемента). В случае топливных элементов, требующих охлаждения стека, также требуется дополнительная подсистема управления тепловыделением (охлаждающий модуль), если утилизируемая тепловая энергия не используется в полной мере в той или иной форме применения когенерации. В случае использования биореактора или свалочного газа, необходимо удаление соединений хлора и силоксанов в дополнение к удалению соединений серы, методы обработки которых были описаны в главе 6 для газовых турбин, хотя спецификации для применений топливного элемента являются более строгими. Хлорные соединения являются ядовитыми для Ni-катализаторов, в то время как силоксаны могут вызывать загрязнение катализаторов и оборудования в дополнение к выбросам ТЧ. В случае свалочного газа, как и в случае применения природного газа для уменьшения нагрузки, система обработки газа должна включать в себя катализатор из благородного металла для реакции любого свободного O_2 с горючими веществами в газе, чтобы избежать окисления катализатора Ni. Объем этого раскисляющего катализатора уменьшается по мере роста температуры газа подачи.



Рис. 1.5 Схема системы с топливными элементами на природном газе

11.2.5 Основные характеристики типов топливных элементов

За последние 50 лет эволюционировали различные типы топливных элементов, описание основных типов, которые характеризуются типом используемого электролита, представлено ниже. В настоящее время эти системы, основанные на топливных элементах, предназначены для небольших установок, таких как обеспечение электроэнергией коммерческого здания, но ТОТЭ и МСFC исследуются для более крупных условий при

работе в гибридном режиме (>40 МВт).

11.2.5.1 Фосфорнокислотный топливный элемент или ФКТЭ Электролит состоит из концентрированной фосфорной кислоты и матрицы карбида кремния, используемой для того чтобы удерживать кислоту пока оба электрода которые также действуют как катализаторы, сделанные из платины или ее сплавов. Рабочая температура поддерживается в диапазоне 150 и 220 С; на более низких температурах, фосфорная кислота становится плохим ионным проводником, ухудшая отравление СО электрокатализатора Pt в аноде.

Электрохимические реакции, происходящие в фосфорно-кислотном топливном элементе (ФКТЭ):

На аноде: $\text{H}_2 = 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ (H^+ затем транспортировка через электролит)

На катоде: $\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

С общей реакцией ячейки: $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

ФКТЭ работает на топливе H_2 , в то время как СО является ядом при концентрации более 0,5%. Если в качестве топлива используется углеводород, такой как природный газ, риформинг топлива по реакции: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = 3\text{H}_2 + \text{CO}$ и смещение реформата по реакции: $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2$ нужны для выработки топлива, необходимого для ячейки. Сам топливный элемент может выдержать максимум 50 частей на миллион по объему соединений серы. Тепло, отбрасываемое ФКТЭ при низких температурах, может быть полезно для тепловых применений и, возможно, для низкотемпературных циклов Ренкина при выработке дополнительной электроэнергии в зависимости от температуры, размера системы и ее экономики.

Корпорация "United Technologies" сообщает, что эффективность ее электростанций в начале жизни составляет 40% на основе природного газа, но эффективность быстро снижается до 38% до стабилизации и в течение ожидаемого срока службы (~40 000 ч) в среднем до 37% (руководство по топливным элементам, 2004). ФКТЭ, поставляемый в модулях 100-400 kW один из самых зрелых типов топливного элемента и первый, который нужно использовать в коммерческих целях в небольших стационарных энергетических приложениях для распределенной выработки электроэнергии, хотя некоторые ФКТЭ использовались для питания крупных транспортных средств, таких как городские автобусы.

11.2.5.2 Топливный элемент с расплавленным карбонатным электролитом или MCFC Электролит MCFC обычно состоит из комбинации щелочных Na и K карбонатов, удерживаемых в керамической матрице из оксида алюминия лития (LiAlO_2). Топливный элемент с расплавленным карбонатным электролитом работает при температурах 600-700°C для того, чтобы сохранить щелочные карбонаты в форме высокопроводящей расплавленной соли с карбонат-ионами, обеспечивая ионную проводимость. Для образования карбонат-ионов (CO_3^{2-}) на поверхности катода CO_2 должен подаваться с окислителем (обычно воздухом). Анод выполнен из никеля, а катод изготовлен из оксида никеля.

Электрохимические реакции, происходящие в элементе:

На аноде: $\text{H}_2 + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$

На катоде: $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO}_3^{2-}$ (кислород транспортируется к аноду карбонатными ионами CO_3^{2-} через электролит)

С общей реакцией ячейки: $\text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$.

СО – это не яд, а скорее топливо для MCFC. СО окисляется не электрохимически в какой-либо заметной степени, но производит дополнительный H_2 реакцией сдвига водяного газа ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}_2 + \text{CO}_2$) в газовой фазе анодного отделения.

Топливо, такое как природный газ реформируется снаружи или внутри элемента в присутствии подходящего катализатора для образования H_2 и СО реакцией: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons 3\text{H}_2 + \text{CO}$

СО. Высокая рабочая температура MCFC позволяет внутренней реформации и реакции эндотермичности реакции реформации обеспечивать отвод тепла, произведенного внутри топливного элемента. Сам MCFC, как правило, могут выдерживать не более 0,5 объемных частей на миллион соединений серы, но лимит устанавливается реформером и катализатором пререформера.

Как упоминалось выше, CO_2 должен подаваться в поток окислителя (катодный вход). Как правило, CO_2 , образующийся на аноде, рециркулируется на катод или CO_2 образуется при сжигании анодного выхлопного газа и смешивается с катодным впускным газом. Это требует дополнительного оборудования или для того чтобы перенести CO_2 от выходного газа анода или произвести его. Управление жидким электролитом также создает эксплуатационные проблемы. FuelCell Energy Inc. сообщает, что эффективность их электростанций колеблется от 43 до 47% на основе природного газа с низкой теплотворностью (FuelCell Energy Inc., 2013) и модули в линейке 300 кВт до 3 кВт доступны для мелкомасштабного электрического общего назначения или распределенного производства электроэнергии.

11.2.5.3 Топливный элемент с протонно-обменной мембраной или PEMFC

PEMFC состоит из протонпроводящей мембраны, содержащейся между двумя пористыми электродами, пропитанными Pt. Полимер перфторсульфоновой кислоты - типичный материал мембраны который имеет свойства хорошей протонной проводимости. Задняя часть электродов покрыта гидрофобной смесью, такой Teflon[®], формирующей гидрофобное покрытие, которое обеспечивает путь диффузии газа на слой катализатора. Внутри ячейки, H_2 на аноде обеспечивает протоны и высвобождает электроны, которые проходят через внешнюю цепь, чтобы достичь катода. Протоны сольватируются с молекулами воды и диффундируют через мембрану к катоду, чтобы реагировать с O_2 , собирая электроны и образуя воду.

Таким образом, электрохимические реакции, происходящие в элементе:

На аноде: $\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ (H^+ затем транспортировка через электролит)

На катоде: $\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

С общей реакцией ячейки: $\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

PEMFC работает на H_2 , в то время как катализатор Pt может переносить только несколько частей на миллион СО при его рабочей температуре 80 °С. Углеводородное топливо, такое как природный газ, должно быть реформировано, как в PAFC, с последующим смещением реформата и удалением необращенного СО до <10 частей на миллион по объему. Ru, добавленный к Pt катализатору, обеспечивает защиту от окиси углерода (Ralph and Hogarth, 2002). Исследование проводится для того, чтобы уменьшить количество Pt в целях снижения стоимости топливных элементов с протоннообменной мембраной (ТЭПМ).

Некоторые из преимуществ ТЭПМ заключаются в том, что они имеют возможность быстрого запуска, компактны и легковесны, и в отсутствии опасности утечки коррозионной жидкости, потому что единственная жидкость присутствующая в клетке, это вода. Таким образом, ТЭПМ хорошо подходит для использования в транспортных средствах в дополнение к мелкомасштабным (<1 до 100 кВт) приложениям, таким как резервная мощность, портативная мощность и распределенная генерация. Недостатком, связанным с этим типом топливного элемента, однако, является использование дорогостоящего Pt-катализатора. Ионная проводимость электролита увеличивается с содержанием воды, и поэтому необходимо поддерживать достаточно высокое содержание воды в электролите, чтобы избежать обезвоживания мембраны и поддерживать надлежащую ионную проводимость, но без затопления электродов. Таким образом, скорость производства воды окислением H_2 и скорость ее испарения должны быть сбалансированы. ТЭПМ способны работать при давлении от 0,10 до 1,0 МПа. Эффективность преобразования энергии, связанной с топливом, в электрическую энергию ТЭПМ колеблется от 25 до 32% на основе топлива (природного газа) (Руководство по топливным элементам, 2004), в то время как

тепло, отбрасываемое топливным элементом, находится при низкой температуре и не является полезным для выработки дополнительной электроэнергии.

11.2.5.4 Твердооксидный топливный элемент, или TOTЭ Электролит в TOTЭ состоит из твердого, непористого оксида металла, обычно диоксида циркония (ZrO_2) стабилизированного оксидом иттрия (Y_2O_3) с анодом, изготовленного из кобальта или никеля циркония ($CoZrO_2$ или $NiZrO_2$), в металлокерамическом исполнении (керамико-металлический материал), а катодом - из перовскита с легирующей примесью, такой как манганит лантана, легированный стронцием ($LaSrMnO_3$). Элемент работает при температуре $> 650\text{ }^{\circ}\text{C}$, что может привести к диффузии ионов кислорода на поверхность анода. TOTЭ со своими полупроводниковыми компонентами может в принципе быть построен в любой конфигурации. Элементы разрабатываются в трубчатой, плоской пластинчатой и монолитовой конфигурациях. Текущие проекты состоят из электродов, электролита, и соединительного материала, заложенного в пластах и спеченного вместе и образуют структуру клеток; однако методы изготовления отличаются в зависимости от типа конфигурации клеток и разработчика.

Электрохимические реакции, происходящие в ячейке для H_2 в качестве топлива:

На катоде/электролите: $\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{=}$ ($O^{=}$ с транспортировкой через электролит)

На катоде/электролите: $H_2 + O^{=} \rightarrow H_2O + 2e^-$

С общей реакцией элемента: $\frac{1}{2}O_2 + H_2 \rightarrow H_2O$

СО и углеводороды, такие как CH_4 , также могут использоваться в качестве топлива в TOTЭ. На высоких температурах внутри ячейки, для реакции переноса газа воды: $CO + H_2O = H_2 + CO_2$ в газовой фазе и в случае природного газа, реакция парового риформинга: $CH_4 + H_2O = 3H_2 + CO$ происходит в присутствии подходящего катализатора, чтобы получить H_2 , который легко окисляется на аноде. Сам топливный элемент может переносить H_2S в концентрациях до 69 частей на миллион по объему на основе данных, представленных Маркесом и др. (2006), который показал, что H_2S в этих концентрациях не оказывает ингибирующего воздействия на окисление H_2 , но реформатор и катализатор пре-риформинга, устанавливая предел.

Преимущества TOTЭ заключаются в отсутствии жидкостного электролита со связанными проблемами управления коррозией и электролита. При рабочей температуре больше чем $650\text{ }^{\circ}\text{C}$ можно достичь внутреннего риформинга с включением соответствующего катализатора. Общая эффективность колеблется от 40 до 50% для преобразования связанной энергии топлива (природного газа) в электричество с низкой теплотворной способностью пока тепло выхлопа от TOTЭ на высоких температурах. Энергия может быть восстановлена для полезных целей, таких как:

- Риформинг топлива (например, природного газа), где большая часть тепла выхлопных газов преобразуется в химически связанную энергию реформированного топлива за счет эндотермичности реакции риформинга («химическая рекуперация»)
- Обеспечение тепловой энергией утилизационного цикла и / или
- Рекуперирована для выработки пара в когенерационных целях.

Утилизационный цикл может состоять из газовой турбины в случае TOTЭ, работающей под высоким давлением, как описано ниже в этой главе. Другое преимущество высокой рабочей температуры заключается в том, что степень реакции является более высокой, без катализаторов из драгоценного металла. Высокая температура TOTЭ, однако, устанавливает специальные требования для материалов конструкции. Их текущие размеры в границах от 1 кВт до 2 МВт ограничивает их применение до мелкомасштабных установок производства электроэнергии, таких как распределенное электропитание. Исследования, направленные на снижение стоимости TOTЭ, проводятся в таких областях, как: i) разработка материалов с высокой ионной / электронной проводимостью (смешанная проводимость как для ионов, так и для электронов) при более низких рабочих температурах, ii) методы изготовления и iii) создание крупномасштабных стеков.

11.2.6 Гибридные циклы

Высокая начальная стоимость систем топливных элементов является серьезным препятствием для широкого распространения и коммерциализации. При настройке топливного элемента в гибридном цикле существует потенциал не только дальнейшего повышения общей эффективности системы, но и снижения удельных затрат на установку (\$/кВт). Гибридный цикл на основе топливных элементов состоит из объединения топливного элемента с тепловым двигателем для максимального повышения общей эффективности системы. Может быть достигнута общая эффективность системы более 60% на природном газе на основе низкой теплотворности. Высокотемпературные топливные элементы, такие как ТОТЭ и ТЭРКЭ, наиболее соответствуют таким применениям. В случае гибридного цикла на основе топливных элементов высокого давления камера сгорания газовой турбины заменяется системой топливных элементов, а в случае гибридного цикла на основе топливных элементов низкого (близкого к атмосферному) давления, тепло, отбрасываемое топливным элементом, может передаваться в рабочую жидкость газовой турбины через теплообменник (косвенный цикл). Мелкие гибридные циклы могут обеспечить распределенное электроснабжение, которое может превзойти выгоду от крупных электростанций комбинированного цикла с точки зрения эффективности и выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов.

Интеграция топливного элемента и газовой турбины может быть достигнута различными способами, но в самой базовой концепции предпринята попытка заменить цикл с камерой сгорания Брайтона (газовой турбиной) высокого давления на топливные элементы высокого давления с системой окислителя анодного газа, как показано на рис. 11.6, в котором топливный элемент состоит из ТОТЭ. Анодный выхлопной газ, содержащий отработавшее топливо, окисляется оставшимся O_2 в катодном выхлопном газе. Система включает в себя теплообменники, цикл нагрева топлива и воздуха перед входом в топливный элемент с использованием тепла, содержащегося в выхлопе турбины. Репрезентативная производительность такой системы представлена в таблице 11.1 наряду с основными проектными параметрами, показывающими чистую эффективность системы почти до 60% на основе низкой теплотворности природного газа, что примечательно для небольшой системы. Как видно, большая часть (>60%) электроэнергии вырабатывается топливным элементом, а остальная часть поступает от газовой турбины (после обеспечения мощности, требуемой ее компрессором). Были определены гибридные конфигурации с эффективностью >70% на основе природного газа (Rao and Samuelsen, 2003).

Гибрид, сконфигурированный с ТЭРКЭ, работающем при низком (близком к атмосферному) давлении, показан на рис. 11.7 и требует гораздо более сложного теплообменного оборудования. Отработанное тепло от анодного окислителя газа перед его рециркуляцией на катодную сторону для обеспечения CO_2 рекупируется в теплообменнике для нагрева рабочей жидкости (воздуха) перед ее расширением в турбине. Тепло от катодного выхлопа также рекупируется для предварительного нагрева рабочей жидкости (воздуха), выходящей из компрессора газовой турбины.

Есть как преимущества, так и недостатки гибридного топливного элемента под давлением по сравнению с гибридным топливным элементом низкого давления. Система на основе топливных элементов под давлением требует соответствия давления между газовой турбиной и топливным элементом, что может потребовать развития специальной газовой турбины. Кроме того, управление установкой может быть более сложным, особенно во время незапланированного отключения газовой турбины, приводящего к внезапной потере давления топливного элемента. С другой стороны, высокая тепловая эффективность и плотность мощности достигается с помощью герметичных топливных элементов за счет более высокого потенциала Нернста и уменьшенной поляризации активации и концентрации. Кроме того, топливный элемент и теплообменное оборудование будут более компактными, а также может быть реализована экономия за счет трубопроводов меньшего диаметра.

Топливный элемент атмосферного давления отделяет коэффициент давления газовой турбины от топливных элементов. С другой стороны, рабочая температура теплообменного оборудования может быть более требовательной.

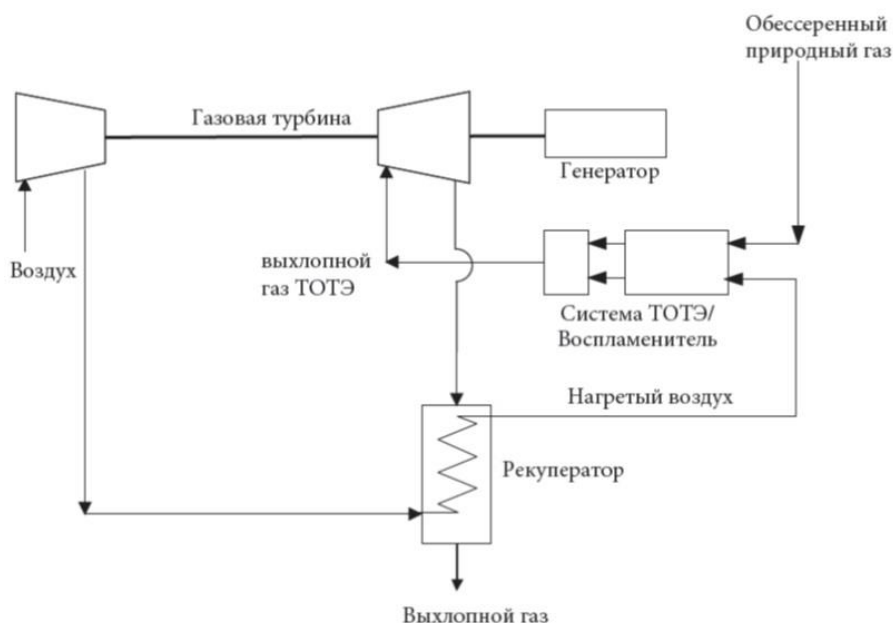


Рис. 11.6 Система топливных гибридных элементов под давлением

Таблица 11.1 Краткое описание эффективности гибридной системы топливных элементов под давлением*

Скорость потока всасываемого воздуха компрессора	16.6 кг/с
Коэффициент давления компрессора	9.5:1
Температура выхлопа камеры сгорания газовой турбины	1160 С
Полная мощность переменного тока ТОТЭ	7.9 МВт
Полная мощность переменного тока газовой турбины	4.8 МВт
Чистая мощность переменного тока энергоблока	12.3 МВт
Расход топлива в ТОТЭ	0.31 кг/с
Скорость потока топлива в газовой турбине	0.14 кг /с
Эффективность электрической системы (Чистый ПТ / НТ)	59.9%
Выброс CO ₂	340 кг/МВтч
Выброс NO _x	0.04 кг/МВтч
Выбросы SO _x	Топливо обессеривается для защиты никелевого реформирующего катализатора и анода от формирования NiS
Температура выхлопных газов установки	360 С
Скорость потока отработавших газов установки	16.9 кг/с

*Данные Люнберг и соавт. (2003).

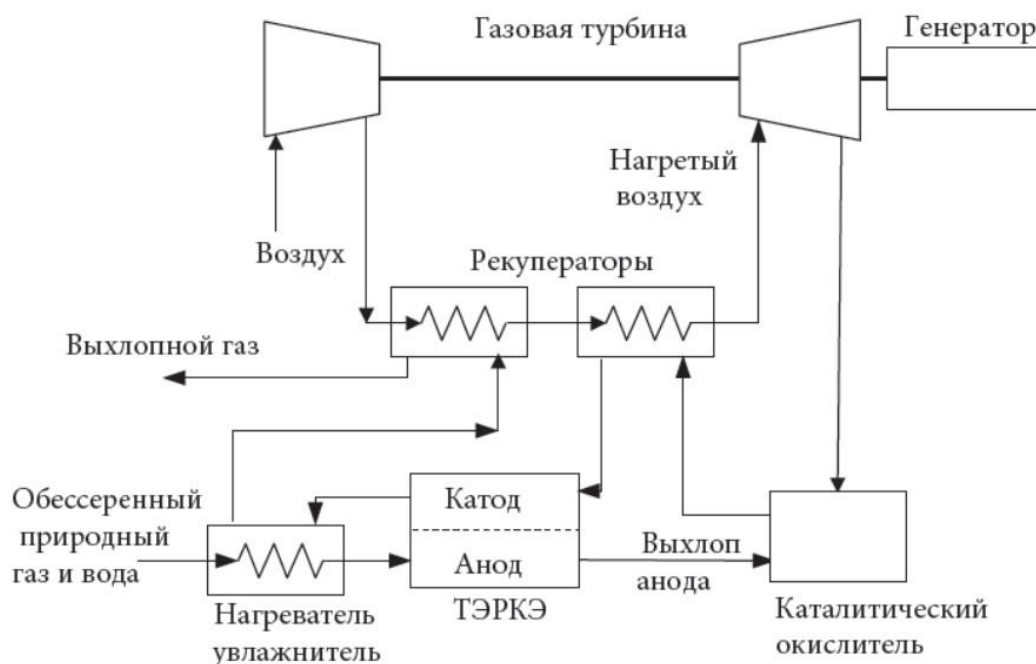


Рис. 11.7 Атмосферная гибридная система ТЭРКЭ

11.2.6.1 Статус коммерциализации Siemens Power Generation, Sвых.hern California Edison и Advanced Power and Energy Program в Калифорнийском университете Ирвин сотрудничали в разработке и тестировании первой в мире гибридной системы на основе ТОТЭ с 1999 по 2003 год. Эта система работала в течение более 2900 ч и производила до 220 кВт с чистой эффективностью до 53% на природном газе, демонстрируя гибридную концепцию, раскрывая шаги по улучшению будущих проектов и доказывая высокую эффективность и сверхнизкие выбросы в этом относительно небольшом масштабе. Эта гибридная система была построена с использованием готовой газовой турбины которая ограничила полную потенциала эффективности. Rolls Royce Fuel Cell Systems работают над системами газовых турбин ТОТЭ более 10 лет. Их концепция основана на двухступенчатом турбокомпрессоре со скоростью потока воздуха, который разумно соответствует скорости потока воздуха, требуемым приблизительно для 900 кВт ТОТЭ для гибридной системы мощностью 1 МВт. "Роллс-Ройс" разработала новую технологию планарного ТОТЭ, состоящего из тонких плоских клеток, которые печатаются на плоской опорной структуре. Маломасштабные (250 кВт) прототипы гибридного дизайна Rolls Royce были успешно продемонстрированы в Великобритании в 2008 и 2010 годах. Mitsubishi Heavy Industries успешно протестировала гибридную систему мощностью 229 кВт, включающую ТОТЭ и микротурбинный генератор, в 2007-2009 годах, которая достигла чистой эффективности более 52% на природном газе на основе LHV. В ноябре 2009 их гибридная система достигла 3000 кумулятивных часов работы. Компания FuelCell Energy, Capstone Turbine и Университет штата Монтана совместно протестировали гибридную систему, использующую ТЭРКЭ, как описано выше и показано на рис. 11.7 для подачи электроэнергии в больницу. Система смогла достигнуть чистой эффективности равной 56% на основании природного газа с чистой выходной мощностью до 300 кВт.

Потребности разработки для газовой турбины в больших гибридных применениях:

- Рекуперация, когда нагнетаемый воздух компрессора подается в теплообменник, а не непосредственно в камеру сгорания газовой турбины (в настоящее время в качестве рекуперативных двигателей для генераторных приводов предлагаются только малые газовые турбины, т. е. <15 МВт)
- Низкая температура на впуске в турбину⁴² менее 1000 °С, не требующая

⁴² С точки зрения общей эффективности выгодно максимизировать использование топлива в топливном элементе (но без существенного снижения общего потенциала Нернста). Соответствующая температура, полученная путем жигания

паразитического воздуха для охлаждения турбины

- Соотношение давления в диапазоне 4-12
- Камеры сгорания, принимающие горячее и отработавшее топливо и воздух, когда камеры сгорания газовой турбины используются для окисления отработавших газов анода топливного элемента
- Подшипники без масла, для избежания отложения углерода в анодном блоке топливного элемента.

11.2.7 Гибридные системы на угле

Концепция комплексной системы топливных элементов с внутрицикловой газификацией угля (ТЭВГУ), состоящей из каталитической гидрогазификации, которая может быть синергически интегрирована с высокотемпературными топливными элементами, такими как ТОТЭ и ТЭРКЭ, была описана в главе 10 в сочетании с совместным производством H_2 . Для установки, производящей только электроэнергию (т. е. без совместного производства H_2), прогнозируется эффективность более 50% на основе высокой теплотворности угля при улавливании 90% CO_2 с углем высокого ранга, таким как битуминозный в условиях ISO (Ли и соавт. 2010,). На рис. 11.8 показана общая блок - схема такой установки ТЭВГУ.

Внедрение таких установок требует разработки крупномасштабных модулей топливных элементов в диапазоне 100 МВт по сравнению с имеющимися в настоящее время установками, мощность которых составляет лишь несколько МВт или меньше.

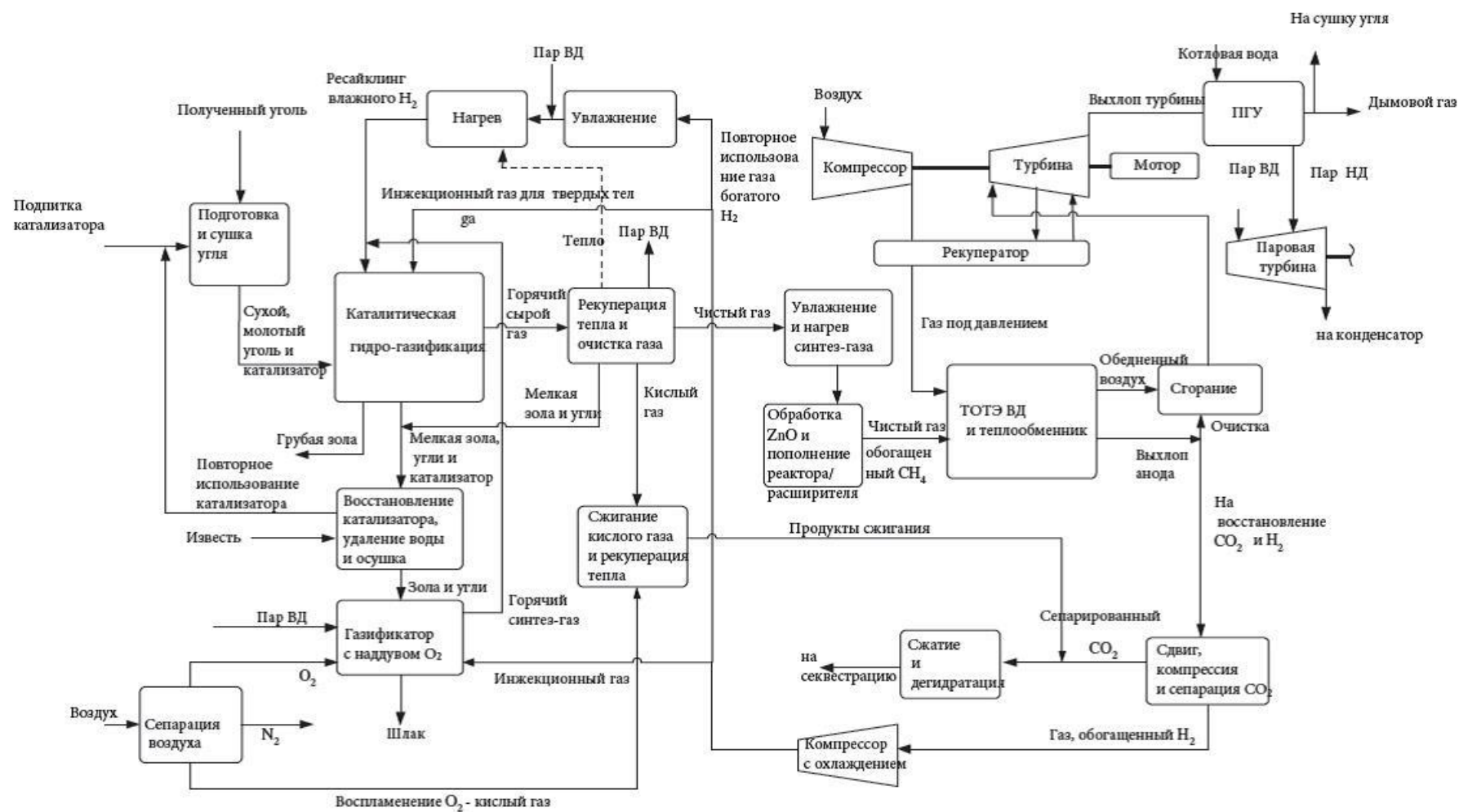
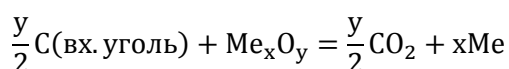
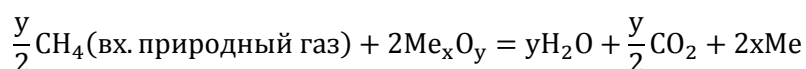


Рис. 11.8 IGCC на основе гидрогазификатора

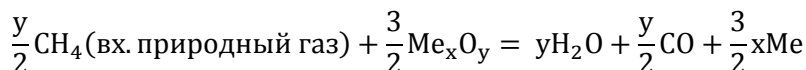
11.3 ОРГАНИЗАЦИЯ ХИМИЧЕСКИХ ЦИКЛОВ

В организации химических циклов, оксид металла (Me_xO_y) функционирует в качестве носителя кислорода для сжигания или частичного окисления углеродсодержащего сырья (например, природного газа, угля и биомассы). В случае сгорания, произведенный газообразный отход сильно сконцентрирован в CO_2 без разбавления N_2 , как в случае, когда воздух используется для подачи O_2 , что делает его более подходящим для применений CCS. В случае частичного окисления или газификации, с O_2 , исключается дорогостоящий ASU, что делает синтез-газ более подходящим для CCS, а также для совместного производства химических веществ и синтез-топлива. Общие реакции оксида металла Me_xO_y с CH_4 и с углеродом в исходном сырье могут быть записаны как:

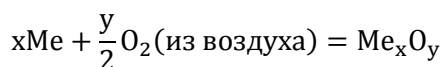
Сгорание



Частичное окисление



Окисление металлического носителя



Реакция сгорания или частичного окисления, а также реакция окисления металлического носителя осуществляются в двух отдельных сосудах. Реакторы с псевдоожиженным слоем исследуются для этих применений, но истирание частиц и перенос горячих твердых тел (Me и Me_xO_y) между реакторами являются некоторыми из технических проблем. Рассматриваемые металлические носители включают Cu , Fe , Mn и Ni .

11.4 МАГНИТОГИДРОДИНАМИКА

МГД-генератор открытого цикла, разрабатываемый для производства электроэнергии из ископаемых видов топлива, состоит из перемещения проводника через магнитное поле для генерации электрического тока, как и обычный генератор, за исключением того, что проводник находится в проточном газовом потоке, продукты сгорания которого содержат заряды. Продукты сгорания должны находиться при очень высоких температурах (>2700 C), так что газ находится в плазменном состоянии, где происходит ионизация, при которой отделяются электроны от атомов или молекул, образуя положительно заряженные ионы. Необходимые высокие температуры могут быть осуществлены путем сжигания топлива с кислородом а не воздухом, что делает процесс более дружелюбным для CCS. Если используется воздух, то требуется предварительный нагрев воздуха (с использованием выхлопного тепла от МГД-генератора) до очень высоких температур. Заряженные частицы могут вводиться из внешнего источника в газовый поток в виде солей щелочей, которые легче ионизируются (в дополнение к щелочам, которые уже могут присутствовать в угольной золе), с тем чтобы снизить температуру примерно до 2500 C. Генератор МГД может быть использован для генерации пара для цикла Ренкина приводящего к совмещенному или гибриднему циклу. Генератор МГД замкнутого цикла либо использует благородный газ (такой как He или Ar) засеянный Cs или жидким металлом. Этот тип генератора МГД главным образом исследуется для применений в атомной электростанции и требует менее строгих рабочих температур.

Электрический ток, вырабатываемый МГД-генератором, является постоянным током, как в топливных элементах и требуется инвертор для преобразования его в переменный ток перед подачей его в сеть. Было показано, что общая эффективность установки, превышающая 60% на угольной высокой теплотворности, возможна в исследованиях с включенным паровым циклом. Концепция МГД была доказана в 1980-х годах, когда энергосистема передавала энергию как в США, так и в бывшем СССР, однако в последующие годы исследовательская и опытно-конструкторская деятельность в этой области пошла на убыль. С нынешним акцентом на CCS в производстве ископаемой энергии возрастает интерес к МГД-генерации на основе окисленного горения.

ЛИТЕРАТУРА

- Armstrong PA, Bennett DL, Foster EP, Stein VE. Ceramic membrane development for oxygen supply to gasification applications. Proceedings of the Gasification Technologies Conference; October 2002; San Francisco, CA.
- Diethelm S, Van Herle J, Middleton PH, Favrat D. Oxygen permeability and stability of $\text{La}_{0.4}\text{Ca}_{0.6}\text{Fe}_{1-x}\text{Co}_x\text{O}_{3.5}$ ($x = 0, 0.25, 0.5$) membranes. J Power Источники 2003;118:270-275.
- Enick RM, Cugini AV, Killmeyer RP, Howard BH, Morreale BM, Ciocco MV, Bustamante F. Towards the developments of robust water-raz-shift reactors. Am Chem Soc 2003;48(2).
- Foy K, McGovern J. Comparison of ion transport membranes. Proceedings of the 4th Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration; May 2-5, 2005. Morgantown, WV: U.S. Department of Energy.
- FuelCell Energy, Inc. 2013. Types of fuel cells. Available at <http://www.fuelcellenergy.com/why-fuelcell-energy/types-of-fuel-cells/>. Accessed October 3, 2013.
- Fuel Cell Handbook*, seventh edition (EG&G Services, Inc). Morgantown, WV: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory; November 2004. Contract nr DE-AM26-99FT40575.
- Ihara M, Yokoyama C, Abudula A, Kato R, Komiyama H, Yamada K. Effect of the steam- methane ratio on reactions occurring on Ni/yttria-stabilized zirconia cermet anodes used in solid-oxide fuel cells. J ElectroChem Soc 1999;146(7):2481-2487.
- Judkins RR, Bischoff BL. Hydrogen separation using ORNL's inorganic membranes. Proceedings of the 29th International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel Systems; April 18-23, 2004; Clearwater, FL.
- Li M, Rao AD, Brouwer J, Samuelsen GS. Design of highly efficient coal-based integrated gasification fuel cell power plants. J Power Источники 2010;195:5707-5718.
- Lundberg WL, Veyo SE, Moeckel MD. A high-efficiency solid oxide fuel cell hybrid power system using the Mercury 50 advanced turbine systems raz turbine. J Eng Газ Turbines Power 2003;125(1):51-58.
- Marquez AI, Abreu YD, Botte GG. Theoretical Investigations of NiYSZ in the Presence of H_2S . ElectroChem Solid-State Lett 2006;9(3):A163-A166.
- Matsuzaki Y, Yasuda I. ElectroChemical oxidation of H_2 and CO in a H_2 - H_2O -CO-CO₂ system at the interface of a Ni-YSZ cermet electrode and YSZ electrolyte. J ElectroChem Soc 2000;147(5):1630-1635.
- Prasad R, Chen J, van Hassel B, Sirman J, White J, Apte P, Shreiber E. Advances in OTM Technology for IGCC. Nineteenth Annual International Pittsburgh Coal Conference; September 2002; Pittsburgh, PA.
- Ralph TR, Hogarth MP. Catalysis for low temperature fuel cells. Platin Metals Rev 2002;46(3):117-135.
- Rao AD, Samuelsen GS. A thermodynamic analysis of tubular solid oxide fuel cell based hybrid systems. J Eng Газ Turbines Power 2003;125(1):59-66.
- Roark SE, Mackay R, Sammells AF. Hydrogen separation membranes for VISION 21 energy plants. Proc Intl Tech Conf Coal Utilization Fuel Syst 2002;27(1):101.

12

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ И ИСТОЧНИКИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ

Обеспокоенность по поводу использования энергии становится все более важной, поскольку изменение климата, вызванное парниковыми газами, становится глобальной проблемой. В частности, ископаемое топливо и уголь являются основным источником энергии; мировое потребление угля достигло 162×10^{15} кДж в 2012 году, что составило около 30% мирового потребления энергии, и, согласно прогнозам, увеличится до 232×10^{15} кДж в 2040 году со среднегодовым темпом роста 1,3% при сохранении аналогичной доли общего потребления энергии. В секторе производства электроэнергии на угольных электростанциях в 2012 году было выработано $8,4 \times 10^{12}$ кВт-ч электроэнергии, что составляет около 40% от общего объема мировой электроэнергии (Конти и Холдберг, 2013). Угольные электростанции являются основными источниками выбросов CO_2 и различных других загрязнителей, таких как PM, SO_x , оксиды азота (NO_x и N_2O) и Hg. Например, в 2012 году в Соединенных Штатах выбросы составили 5290×10^6 тонн CO_2 , из которых на выработку электроэнергии пришлось почти 40% (Управление по энергетической информации США, 2013). Описанные в этой книге варианты сокращения выбросов CO_2 на установках, работающих на ископаемом топливе, включают повышение эффективности, улавливание и хранение углерода. Использование возобновляемой и ядерной энергии является другим подходом к сокращению выбросов CO_2 , и ее вклад в общую энергетическую структуру должен быть увеличен для обеспечения экологической безопасности нашей планеты. В таблице 12.1 (Эденхофер и соавт., 2011) показана относительная интенсивность выбросов парниковых газов на основе оценки жизненного цикла (LCA) различных источников энергии, а ветер, солнечная, геотермальная и ядерная энергия являются одними из самых низких и могут оказать значительное влияние на цель, состоящей в сокращении будущих

ТАБЛИЦА 12.1 Относительная интенсивность LCA выбросов парниковых газов от электростанций (данные Эденхофер и соавт., 2011)

Технология	г эквивалента CO ₂ /кВтч
Гидроэлектрическая	4
Ветер	12
Ядерная	16
Биомасса	18
Солнечная тепловая	22
Геотермальная	45
Природный газ (без CCS)	469
Уголь (без CCS)	1001

выбросов парниковых газов. Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии (NREL) провела всесторонний обзор опубликованных результатов LCA, и данные, приведенные в таблице, соответствуют интенсивности выбросов на уровнях 50-го процента.

Биомасса также как важная возобновляемая энергия рассматривалась наряду с углем, и цель этой главы - дать представление об использовании энергии других важных возобновляемых и ядерных источников. В главу также включено обсуждение зависимости неустойчивых возобновляемых источников энергии, таких как солнечная энергия и ветер, от электростанций, работающих на ископаемом топливе, для поддержания стабильности электрической сети, по крайней мере, в обозримом будущем, до того, как крупномасштабные устройства накопления энергии станут коммерчески доступными. Глава заканчивается введением в виды проектирования сетей, рассматриваемых для того, чтобы сделать их более совместимыми с экологически предпочтительными методами производства электроэнергии.

12.1 ВЕТЕР

Турбины, установленные для преобразования кинетической энергии ветра в механическую, можно встретить во многих частях мира, причем общее количество установок увеличилось с 14 ГВт в 1999 году до 160 ГВт к концу 2009 года (Эденхофер и соавт., 2011). Большая часть этого роста произошла из-за снижения стоимости ветряных турбин и государственной поддержки. Имеются турбины с электрической мощностью от 1 кВт на выходе до более крупных агрегатов мощностью 2,5 МВт, но проходят испытания и гораздо более крупные агрегаты с номинальной мощностью более 6 МВт. Несколько таких единиц могут располагаться в одном месте, подключенные к электрической сети, образуя «ветропарк». Они могут быть расположены как на суше, так и в открытом море, где ветер сильнее и менее изменчив, и где меньше степень воздействия на ландшафт, но затраты на строительство и обслуживание таких морских единиц намного выше. Несмотря на то, что энергия ветра постоянна, если ее рассматривать за год, она может значительно варьироваться в течение более коротких сроков, в том числе и в течение дня, как можно видеть по рис. 12.1, где показана изменчивость мощности, производимой ветропарками за один день в пределах электрической сети, управляемой калифорнийскими независимыми системными операторами (CAISO), которые составляют 80% энергосистемы Калифорнии и небольшую часть энергосистемы Невады.

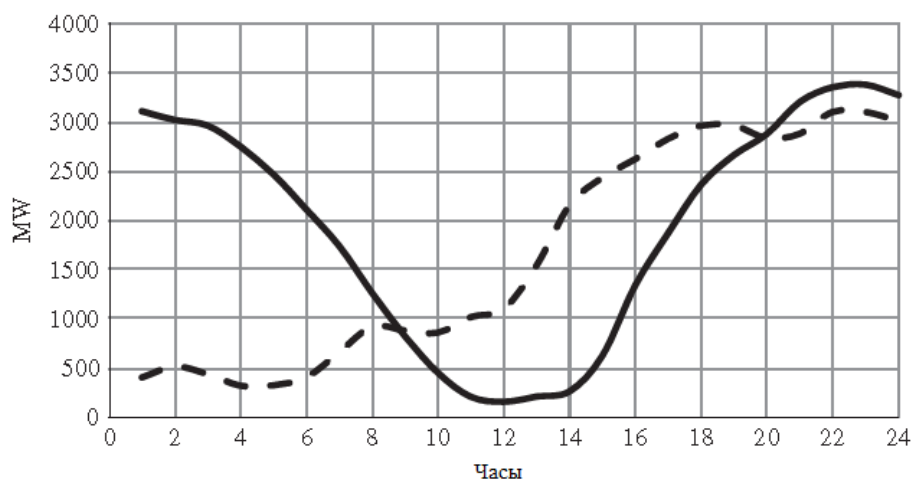


РИС. 12.1 Изменчивость мощности, производимой ветропарками (данные CAISO за 27 апреля 2013 г. сплошной линией и 27 октября 2013 г. - пунктирной линией)

Из-за этого изменения максимальный объем энергии от ветра или проникновения энергии ветра (энергия, вырабатываемая ветром в процентах от общей доступной генерирующей мощности), может быть ограничен, прежде чем проблема стабильности сети станет проблемой. Могут быть использованы методы управления энергопотреблением, такие как хранение энергии, электростанции другого типа с избыточной мощностью (например, устройства, работающие на ископаемом топливе, как обсуждается далее в этой главе в разделе «Стабильность и зависимость электросети от ископаемых растений») или других управляемых диспетчером узлов, таких как пикеры газовых турбин, чтобы компенсировать разницу. Как правило, энергосистемы имеют некоторый резерв генерирующих и передающих мощностей для учета отказов оборудования, и эта мощность затем может быть использована для компенсации некоторых переменных мощностей, генерируемых ветропарками, в зависимости от доли энергии ветра и солнечной энергии. Таким образом, предел доли зависит от конкретной сети, и исследования показали, что, как правило, доля энергии ветра в 20-30% может быть включено без особых затруднений, но экономические ограничения могут ограничивать выход за пределы этих уровней. Прогнозирование скорости ветра важно для оператора коммунальных услуг, чтобы иметь возможность планировать заранее в отношении сбора оперативных единиц, контролируемых диспетчером.

12.1.1 Ветровой ресурс и выбор площадки

Ветер возникает в областях высокого и низкого давления в земной атмосфере из-за градиентов температуры, вызванных неравномерным нагревом солнцем, причем угол падения солнечных лучей на поверхность Земли является функцией времени суток и широты. Количество тепловой энергии, поглощаемой земной поверхностью влияет на температурные градиенты и, следовательно, тип поверхности, то есть, является ли это открытым пространством на земле, покрыты растительностью или это большой водоем.

Всемирный технический потенциал использования кинетической энергии ветра очень велик, по оценкам, составляет от 140 ЭДж/год до 3050 ЭДж/год.

ТАБЛИЦА 12.2 Распределение ветровых ресурсов по всему миру (данные Эденхофер и соавт., 2011; Лю и соавт., 2009)

Область	%
ОЭСР Европа	4
Северная Америка	22
Латинская Америка	9
Не входящая в ОЭСР Европа и бывший Советский Союз	26
Африка и Ближний Восток	17
Океания	13
Остальная Азия	9
Всего	100

ТАБЛИЦА 12.3 Класс ветроэнергетики (данные Национальной лаборатории возобновляемой энергии, 2014)

Класс мощности	Скорость ветра при 50 м (м/с)	Качество ресурса
1	0,0-5,6	Бедный
2	5.6-6.4	Несущественный
3	6.4-7.0	Умеренный
4	7,0-7,5	Хорошо
5	7,5-8,0	Отлично
6	8,0-8,8	Исключительно
7	> 8,8	Превосходно

(39 000–840 000 ТВтч/год) как для наземных, так и для морских установок вместе, в зависимости от допущений, сделанных в отношении ограничений выбора места (Эденхофер и соавт., 2011). Ресурс ветра распределен неравномерно по земле, как видно из данных, представленных в таблице 12.2 (Эденхофер и соавт., 2011; Лю и соавт., 2009), и не всегда находится вблизи населенных пунктов и, вероятно, ограничивается потенциал использования.

В таблице 12.3 дается классификация ветровых ресурсов в соответствии с их скоростью (Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии, 2014 г.), а для крупных ветровых электростанций желательны скорости ветра более 7 м/с на высоте ступицы ветротурбины для экономической целесообразности. Обратите внимание, что мощность $\dot{W}$, возвращаемая ветротурбиной, пропорциональна кубу скорости ветра, что видно из соотношения между максимальной мощностью, которая может быть теоретически восстановлена, и плотностью ρ воздуха, скоростью ветра v и площадью развертки A лопастей турбины или области, перпендикулярной направлению ветра, через которое проходит воздух (Бетц, 1920):

$$\dot{W} = \frac{16}{27} * \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right)$$

Фактическая мощность, развиваемая турбиной, которая ниже из-за различных аэродинамических и механических потерь, рассчитывается по уравнению 12.1 путем введения коэффициента производительности COP и введения механической (включая передачу) эффективности $\eta_{\text{мех}}$ и эффективности генератора $\eta_{\text{ген}}$.

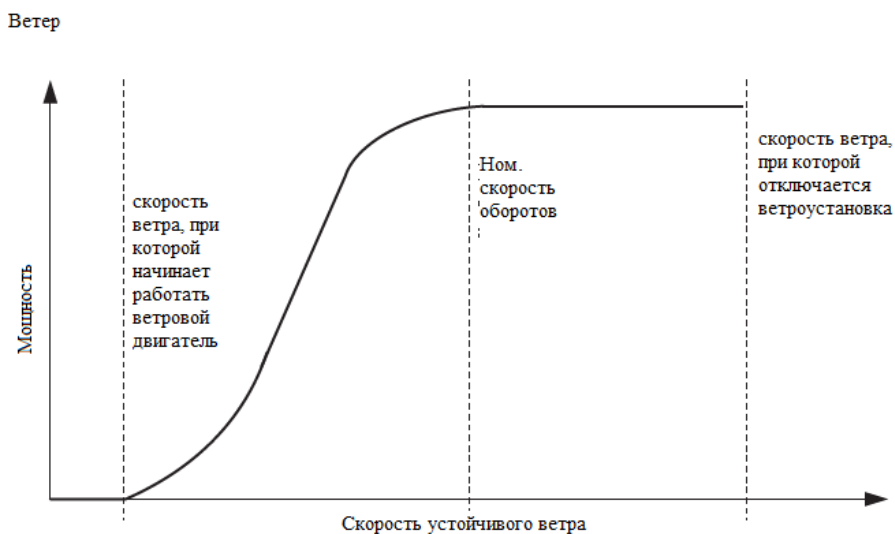


РИС. 12.2 Кривая мощности ветроустановки

$$\dot{W} = COP * \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} * \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad (12.1)$$

Максимальное значение, которое может иметь COP , составляет 16/27 или 0,596 и является функцией относительной скорости винта (отношения тангенциальной скорости винта лопасти и фактической скорости ветра) для данной конструкции турбины, первоначально увеличивающейся с относительной скоростью винта для достижения максимального значения, а затем уменьшается при более высоких отношениях.

При выборе места расположения ветровой электростанции следует учитывать следующие факторы: расстояние, на которое должна передаваться мощность, совместимость с землепользованием, приемлемый уровень шума, визуальный аспект и влияние на популяцию птиц.

12.1.2 Основное оборудование

Большинство крупномасштабных ветровых установок имеют горизонтальную ось с тремя лопастями, которые приводят в действие индукционный генератор и, начинают производить электрическую энергию от ветра со скоростью 3-4 м/с, «скорость ветра, при которой начинает работать ветровой двигатель». На рис. 12.2 показано типичное соотношение мощности, генерируемой турбиной и скоростью ветра. При более низких скоростях ветра крутящий момент, создаваемый ветром на лопастях турбины, слишком мал для вращения турбины. Мощность, развиваемая турбиной, быстро увеличивается выше скорости включения из-за ее зависимости от куба скорости ветра. Однако существует верхний предел, обычно в диапазоне скорости ветра 12-17 м/с, где выдача мощности достигает номинальной величины, ограниченной электрическим генератором. Турбинная система предназначена для ограничения мощности до ее номинальной мощности, например, путем регулировки углов лопастей (шаг) в случае больших турбин. Наконец, используется тормозная система для очень высоких скоростей ветра, известных как «скорость ветра, при которой отключается ветроустановка», обычно более 25 м/с, чтобы избежать повреждения ротора из-за чрезмерных усилий, создаваемых ветром.

Ветровые турбины меньшего размера могут достигать более высоких коэффициентов мощности, если они предназначены для работы на более низких скоростях ветра, но они будут работать менее эффективно при сильном ветре, а также будут иметь более высокие удельные затраты на установку (\$/кВт), в то время как большие турбины из-за большей инерции будут останавливаться на более низких скоростях ветра, но имеют преимущество экономии от масштаба.

Большие наземные ветряные турбины, как правило, устанавливаются на вышках высотой 50-100 м с роторами диаметром 50-100 м, но работают агрегаты с диаметром ротора более 125 м, и еще большие машины находятся в стадии разработки. Обратите внимание, что скорость ветра v увеличивается с высотой примерно:

$$v \propto (\text{высота})^{1/7} \quad (12.2)$$

Однако гребни холмов не следуют правилу $1/7$ мощности. Плотность воздуха, с другой стороны, уменьшается с высотой и должна учитываться при расчете вырабатываемой мощности. Другим фактором, который следует учитывать при разработке схемы ветровой электростанции, являются создаваемые соседними турбинами помехи уменьшения поля течения восстанавливаемой энергии. Турбины в ветряной электростанции должны быть расположены оптимально, чтобы влияние спутного потока было сведено к минимуму. Кроме того, при разработке проекта следует учитывать специфические для участка условия, такие как локальная топология, а также строительные и другие вопросы логистики.

Система электрического преобразования является важной частью надежности системы. Наиболее часто используемый генератор для больших ветровых турбин - это генератор переменного тока, в то время как генераторы постоянного тока используются для небольших ветровых турбин и хорошо работают при зарядке батарей. Вал, на котором установлены лопасти, соединен с генератором через редуктор в случае больших турбин, а меньшие турбины могут иметь простой прямой привод. Редуктор обеспечивает лучшее согласование скорости генератора с частотой вращения турбины, но подвержен износу, в то время как в случае прямого привода вал генератора и подшипники подвергаются воздействию полного крутящего момента, создаваемого ветром, действующим на лопасти. Синхронный генератор, связанный с энергосистемой общего пользования, должен работать с постоянной скоростью, чтобы синхронизироваться с частотой энергосистемы, и основным недостатком такой односкоростной работы является то, что турбина не всегда работает с максимальной эффективностью при изменении скорости ветра. Силовая электроника, однако, позволила строить ветряные турбины с переменной скоростью.

12.1.3 Экономические составляющие

В настоящее время ветроэнергетика является капиталоемкой, и стимулы, предлагаемые местными, штатными и федеральными правительствами, важны для экономической жизнеспособности во многих странах. Выравниваемая стоимость электроэнергии зависит от коэффициента мощности электростанции, и в случае ветропарков типичные коэффициенты мощности могут варьироваться от 15 до 50%, тогда как в случае электростанции, работающей на ископаемом топливе, такой как электростанция на угле, коэффициенты мощности достигают до 85%. Ожидается, что дальнейшее развитие технологий приведет к снижению стоимости электроэнергии от наземных ветроэнергетических установок на 10-30%, в то время как для морских ветроэнергетических установок ожидаемое снижение стоимости электроэнергии к 2020 г. составит 10-40% (Эденхофер и соавт. 2011). Некоторые из достижений включают улучшения в конструкции башни, которые уменьшают потребность в больших кранах и сокращают материалы; более

эффективные конструкции лопастей ротора, привода и генератора; современные методы изготовления и материалы конструкции; улучшенные коэффициенты емкости путем внедрения лопасти с уменьшенной нагрузкой при ограничении количества используемого материала. Роторы с переменным шагом также исследуются с целью оптимизации угла воздействия ветра, но это довольно сложная задача, поскольку скорость ветра (направление и скорость) может значительно варьироваться.

12.1.4 Вопросы по охране окружающей среды

Энергия ветра имеет относительно небольшой экологический след, но последствия все же существуют. Как показано в Таблице 12.1 (Эденхофер и соавт., 2011), относительные выбросы парниковых газов на основе LCA для энергии ветра являются одними из самых низких, но энергия ветра оказывает некоторые вредные воздействия, такие как столкновения птиц и летучих мышей. Для морских ветроэнергетических установок также следует учитывать воздействие на рыболовство, морскую флору и фауну. Должны учитываться также воздействие на ландшафт, шум и возможные радиолокационные помехи.

Пример 12.1. Ветровая турбина диаметром 20 м и КПД 40% вырабатывает 2,5 МВт при скорости ветра 25 м/с. Какова выходная мощность ветровой турбины диаметром 44 м и КПД 50% при скорости ветра 20 м/с? Предположим, что плотность ветра, механические и генераторные потери одинаковы в обоих случаях.

Решение

Из уравнения (12.1) $(\dot{W}_1/\dot{W}_2) = (COP_1/COP_2) * (D_1/D_2)^2 * (v_1/v_2)^3$

Подставляя заданные значения, $(\dot{W}_1/2.5) = (50/40) * (44/20)^2 * (20/25)^3$

Тогда выходная мощность большей турбины, $\dot{W}_1 = 7,74$ МВт

12.2 СОЛНЦЕ

Солнечная энергия может быть использована непосредственно для обеспечения низкотемпературного тепла, такого как горячая вода, или для отопления здания, преобразования в электричество с использованием солнечных батарей или для обеспечения высокотемпературного тепла для работы теплового двигателя или термохимического процесса. Обратите внимание, что ветер и тепловая энергия океана также используют солнечную энергию, но после того, как она была поглощена землей. Этот раздел ограничен прямым использованием солнечной энергии для работы теплового двигателя для крупномасштабного производства электроэнергии, когда солнечная энергия концентрируется для нагрева рабочей жидкости прямо или косвенно с помощью теплоносителя. Ожидается, что такие концентрированные солнечные электростанции будут иметь совокупную установленную мощность 10,8 ГВт в 2014 году по сравнению с 0,29 ГВт в 2009 году. Ожидается, что коэффициенты мощности для ряда станций, которые будут добавлены, будут варьироваться от 25% до 75% с включенной тепловой емкостью.

ТАБЛИЦА 12.4. Технически потенциальные ресурсы солнечной энергии в мире (данные Эденхофер и соавт., 2011; Рогнер и соавт., 2000)

		Оценки	
		Мин. (ЭДж/год)	Макс. (ЭДж/год)
Область, край			
Северная Америка		181	7410
Латинская Америка	и	113	3385

Карибский бассейн		
Западная Европа	25	914
Центральная и Восточная Европа	4	154
Бывший советский союз	199	8655
Средний Восток и Северная Африка	412	11060
К югу от Сахары	372	9528
Тихоокеанская Азия	41	+994
Южная Азия	39	1339
Центральная Азия	116	4135
Тихоокеанский ОЭСР	73	2263
Всего	1575	49837

12.2.1 Солнечный ресурс и выбор площадки

Солнечное излучение включает в себя прямой компонент, поступающий от солнца («лучистая радиация»), и рассеянный компонент, отраженный от облаков, паров атмосферной влаги и частиц («рассеянная радиация»), а также от поверхности земли («отраженное от поверхности земли радиация»). Около 40% всей энергии, достигающей поверхности Земли, составляет прямая или лучевая радиация. Потенциал для производства электроэнергии из солнечной энергии огромен, по оценкам, от 1575 до 49 837 ЭДж/год, что примерно в 3-100 раз превышает потребление первичной энергии в мире в 2008 году (Эденхофер и соавт., 2011). Однако при прямом использовании солнечной энергии для работы теплового двигателя имеется в виду только компонент прямого луча солнечного излучения, и поэтому ограниченные географические регионы могут реализовать все преимущества этой технологии, угол падения солнечных лучей на поверхности Земли является функцией широты. Мировые ресурсы солнечной энергии приведены в таблице 12.4 (Эденхофер и соавт., 2011; Рогнер и соавт., 2000).

12.2.2 Основное оборудование

Основное оборудование включает концентратор, который отражает солнечные лучи на приемник или поглотитель, который включает теплообменное оборудование, и тепловой двигатель. Существуют два типа концентраторов, которые отражают солнечные лучи, один на точечный фокус, используя системы тарелок, а другой на линейный фокус, используя желоб или линейные системы Френеля.

12.2.2.1 Отражатели с точечным фокусом Центральный приемник или «силовая башня» имеет множество зеркал или гелиостатов, которые отслеживают фокусировку солнечных лучей к приемнику, установленному на вершине башни, состоящей из неподвижной перевернутой полости и/или трубок, в которых циркулирует теплоноситель и нагревается до температуры 1000°C, что намного выше, чем у систем с линейной фокусировкой. Теплоноситель затем используется для нагрева рабочей жидкости, такой как пар для цикла Ренкина. Основное преимущество этой системы создается за счет более высокой температуры, которая позволяет перегрев пара до более высоких температур (или даже с использованием сверхкритического пара цикла), что приводит к более высокой эффективности. Существует также гибкость в строительстве установок, так как использование гелиостатов можно устанавливать на ровной поверхности.

Для небольших применений (в диапазоне размеров 10-25 кВт электрической мощности) один параболический следающий отражатель фокусирует лучи на приемнике,

который находится на расстоянии около одного диаметра от тарелки, и перемещается вместе с тарелкой, и может достигнуть температуры до 900°C. Тепло может передаваться непосредственно в рабочую жидкость двигателя Стирлинга, установленного в фокусе. Этот рекуперативный двигатель с непрямым запуском, который подходит для небольших применений, использует сжимаемую рабочую жидкость, а идеальный цикл состоит из добавления и отвода тепла постоянного объема (Уолкер, 1980). Этапы сжатия и расширения выполняются либо в двух отдельных цилиндрах, которые также служат в качестве теплообменников, и каждый оснащен поршнем, либо в одном цилиндре с поршнем, который выталкивает рабочую жидкость вперед и назад между нагретым и охлажденным сечением цилиндра.

В Калифорнии в 2013 году была запущена станция мощностью 400 МВт в промышленную эксплуатацию. Для крупномасштабных конструкций, где используются паровые турбины, встроен центральный приемник или демонстрационный блок электростанции для северных широт с возможностью выработки 1,5 МВт электроэнергии в северо-западе Германии и система была запущена в эксплуатацию в 2009 году и генерирует пар для паровой турбины с условиями на входе 27 бар и 480°C.

12.2.2.2 Отражатели с линейным фокусом Длинные ряды параболических отражателей или лотковых концентраторов концентрируют солнечные лучи в 70-100 раз на затемненных⁴³ Внутренняя стальная труба заключена в стеклянную наружную трубу с кольцевым пространством между ними, откачанное для сведения к минимуму конвективных и проводящих тепловых потерь. Лотки следят за солнцем вдоль одной оси, обычно с севера на юг. Теплоноситель циркулирует через стальную трубу, где он нагревается примерно до 400°C, что, в свою очередь, используется для генерирования рабочей жидкости, такой как пар, для цикла Ренкина. Использование теплообменных жидкостей, таких как масло, позволяет ограничить расчетное давление труб, но из-за ее воспламеняемости безопасность становится проблемой. Разрабатываются другие теплопередающие жидкости, такие как расплавленные соли, которые можно хранить для обеспечения тепла для генерации пара во время неблагоприятных погодных условий или в ночное время, а также для генерации пара непосредственно в трубе для устранения контура не прямой теплопередачи. Эта конструкция лоткового коллектора является наиболее распространенным типом с коммерческим опытом эксплуатации более 20 лет, но линейная система Френеля, в которой используются длинные параллельные следящие плоские полосковые зеркала для концентрирования солнечных лучей на неподвижном линейном приемнике, набирает популярность благодаря упрощенной установке и снижению капитальных, эксплуатационных расходов и расходов на техническое обслуживание. Конструкция отражателя основана на эффекте линзы Френеля, который позволяет создать концентрирующее зеркало (или линзу) с большой апертурой и коротким фокусным расстоянием. Плоские зеркала дешевле, чем параболические отражатели, при этом затраты на строительство, ветровая нагрузка и потери энергии все ниже и перевешивают нижний предел ограничения по температуре линейной системы Френеля.

Самые ранние коммерческие установки, где используются параболические лотки, были установлены между 1985 и 1991 годами в Калифорнии, способные производить 354 МВт электроэнергии. Примером более недавней установки на основе параболических лотков является система номинальной выработки электроэнергии мощностью 64 МВт, работающая с 2007 года в штате Невада, США. Она имеет 760 лотков, состоящих из более чем 180 000 зеркал, для нагрева термомасла, теплоносителя, до температуры 390°C, которая, в свою

⁴³ Например, электрохимически осажденный черный хром для оптимизации селективности поверхности (соотношение поглощаемой энергии к излучаемой энергии).

очередь, используется для подачи пара при 90 бар и 371°C в паровую турбину. Два блока, работающие в Испании, также использующие эту технологию, имеют мощность выработки электроэнергии 50 МВт каждый с одинаковыми условиями на входе в паровую турбину: 100 бар и 377°C. Каждое из этих установок в Испании занимает площадь в 1,95 км² с размером зеркального поля около 510 000 м². Другим примером установки на основе параболического лотка является интегрированный солнечный комбинированный цикл, работающий в Египте с 2010 года. Он состоит из солнечного поля, способен генерировать около 110 МВт тепловой энергии при температуре 400°C, чтобы обеспечить дополнительный пар для пара турбины комбинированного цикла на основе природного газа. Газовая турбина вырабатывает 74 МВт, тогда как паровая турбина может вырабатывать 77 МВт. Дополнительный пар из солнечной установки объединяется с насыщенным паром, генерируемым в ТУПГ газовой турбины, и перегревается в ТУПГ для входа в паровую турбину при 92 бар и 560°C. Преимуществом такой интегрированной установки является снижение общих капитальных затрат за счет разделения компонентов между двумя системами. В ТУПГ также может быть включено канальное зажигание, чтобы компенсировать моменты, когда интенсивность солнечной энергии ниже или недоступна, но тогда ТУПГ придется увеличить, чтобы обеспечить дополнительный пар. Объединение пара, генерируемого солнечной установкой, с паром котла, работающего на угле или биотопливе, также может быть выполнено аналогичным образом.

Линейная демонстрационная установка Френеля, способная генерировать 1,4 МВт электроэнергии, работает в Испании с 2009 года. Каждый приемник использует 16 параллельных линий зеркал общей площадью 18 662 м². Паровая турбина работает на насыщенном паре 55 бар (270°C). Система накопления тепла, состоящая из горячей воды и насыщенного пара, используется для паровой буферизации. С 2012 года в Испании также работает установка для коммунальных предприятий, использующая эту технологию, с мощностью 30 МВт.

12.2.3 Экономические составляющие

Электростанции концентрации солнечной энергии в настоящее время являются капиталоемкими и стимулирующие факторы, предлагаемые местными, штатными и федеральными правительствами, важны для экономической жизнеспособности во многих странах, хотя в настоящее время стоимость электроэнергии составляет примерно половину от стоимости, производимой солнечными фотоэлектрическими элементами. Выравнивание стоимости электроэнергии зависит от коэффициента мощности электростанции и в случае солнечных электростанций типичные коэффициенты мощности, как отмечалось ранее, без учета теплового накопления, могут составлять от 20 до 30%, тогда как в случае электростанции, работающей на ископаемом топливе (на основе сжигания угля), коэффициенты мощности достигают 85%, как отмечалось ранее. Коэффициент мощности солнечной тепловой установки может быть увеличен в зависимости от объема добавленной теплоаккумуляции, но эта также увеличит капитальные затраты, и потребуются тщательный анализ компромисса. Ожидается, что дальнейшее развитие технологий приведет к снижению удельной стоимости станции (долл. США/кВт) и увеличению коэффициента мощности, что приведет к снижению стоимости электроэнергии более чем на две трети к 2020 году.

Области исследований и разработок включают в себя идентификацию и разработку отражающих материалов, которые имеют низкую стоимость при сохранении большей зеркальной отражательной способности в суровых внешних условиях, приемники для сверхкритического цикла CO₂ без использования промежуточной рабочей жидкости для переноса, высокотемпературные приемники частиц с псевдооживленным слоем для передачи и хранения тепловой энергии при более высокой температуре (650°C), чем при

хранении расплавленной соли, и передовые покрытия для приемника, чтобы увеличить поглощение солнечного света и уменьшения способности излучения.

Частичная или полная замена использования ископаемого топлива в «косвенном» цикле Брайтона солнечной энергией является многообещающей технологией, используемой рядом разработчиков. Разрабатываются новые теплообменники как внешние камеры сгорания для газовых турбин, которые нагревают сжатый воздух до такой высокой температуры как 1000°C (Хеллер и соавт., 2006) перед расширением. Включая возможность сжигания топлива, такого как природный газ, производительность установки может поддерживаться в течение периодов, когда недостаточно солнечной энергии. Когда солнечная энергия и ископаемое топливо используются вместе с солнечной энергией, обеспечивающей тепловую энергию для предварительного нагрева воздуха перед его поступлением в камеру сгорания, образование NO_x может быть значительно увеличено из-за более высокой температуры пламени, а также потребуются контроль после сгорания, такой как использование СКВ или новой конструкции камеры сгорания с низким уровнем NO_x.

12.2.4 Вопросы по охране окружающей среды

Солнечная энергия имеет сравнительно небольшое воздействие на окружающую среду, но последствия все-таки существуют. Как показано в Таблице 12.1 (Эденхофер и соавт., 2011), относительные выбросы парниковых газов на основе LCA для солнечной энергии являются одними из самых низких, но технологии солнечной энергии могут создавать другие виды воздействия на воздух, воду, землю и экосистему в зависимости от того, как ими управляют. Например, следует избегать экологически чувствительных земель. Поскольку эта технология использует тепловой двигатель для преобразования тепловой энергии, часть тепла должна быть отброшена в окружающую среду как следствие второго закона. Существуют различные методы отвода тепла, которые описаны в главе 8, и они могут оказывать воздействие на окружающую среду в зависимости от способа отвода тепла. Например, если тепло отбрасывается на большой водоем, такой как озеро, океан или река, следует учитывать воздействие на водную среду обитания. Всасывание и уничтожение крошечной водной фауны (в состоянии их личинок) во впускной охлаждающей воде, которая может проходить через экраны, и поражение окружающей водной среды обитания при возврате воды - это проблемы, которые обсуждались в главе 7. В случае использования влажной градирни, значительное количество воды, ценный ресурс, теряются в окружающем воздухе.

Пример 12.2. Полезная мощность энергии $\dot{Q}_u$, поглощаемой приемником, то есть после того, как его тепловые потери вычитаются из энергии, отраженной от него посредством концентрирования солнечных коллекторов, определяется (Kalogirou, 2004)

$$\dot{Q}_u = F'[\eta_{\text{коллектор}} A_{\text{коллектор}} \dot{q}_{\text{вх.}} - U_{\text{потери}} A_{\text{приемник}} (T_{\text{приемник}} - T_{\text{окр.среда}})] \quad (12.3)$$

F - эффективность коллектора, которая по существу является постоянной для данной конструкции коллектора и скорости потока жидкости. $\eta_{\text{коллектор}}$ - оптическая эффективность, которая определяет соотношение количества поглощенной энергии приемника для энергии, падающей на площадь апертуры коллектора (полезная площадь коллектора), и зависит от оптических свойств материалов, геометрии коллектора, включая от угла падения солнечного излучения и недостатков, возникающих при изготовлении коллектора. $\dot{q}_{\text{вх.}}$ - прямое солнечное излучение на единицу площади апертуры коллектора, $A_{\text{коллектор}}$ - общая площадь апертуры коллектора, $U_{\text{потери}}$ - общий коэффициент теплопередачи для потерь энергии от приемника к окружающей, $A_{\text{приемник}}$ приемник- это площадь приемника, $T_{\text{приемник}}$ это температура приемника, $T_{\text{окр.среда}}$ - температура окружающей среды. Получают выражение

для эффективности по первому закону для выработки электроэнергии из прямого солнечного излучения $\dot{q}_{\text{вх}}$, используя газовую турбину с замкнутым циклом из Примера 9.3. Затем рассчитывают эффективность по первому закону, используя двухатомный газ в качестве рабочего тела, работающего в тех же условиях цикла, что и в Примере 9.3, и следующие данные для солнечной установки:

$$\begin{aligned} F' &= 0.9, \\ \eta_{\text{коллектор}} &= 0.8, \\ \text{показатель концентрации} &= A_{\text{коллектор}}/A_{\text{приемник}} = 10, \\ \dot{q}_{\text{вх}} &= 300, \\ (W/M^2), U_{\text{потери}} &= 2.7(W/M^2 K), \\ T_{\text{приемник}} &= 1150 \text{ K}, \\ T_{\text{окр.среда}} &= 25 \text{ K} \end{aligned}$$

Решение

Уравнение 12.3 можно записать в виде

$$\dot{Q}_u/A_{\text{коллектор}} = F'[\eta_{\text{коллектор}}\dot{q}_{\text{вх}} - U_{\text{потери}}\left(\frac{A_{\text{приемник}}}{A_{\text{коллектор}}}\right)(T_{\text{приемник}} - T_{\text{окр.среда}})]$$

Затем получают мощность путем подстановки уравнения 9.10 в вышеуказанное

$$\begin{aligned} \frac{\dot{W}}{A_{\text{коллектор}}} &= F' \left[\eta_{\text{коллектор}}\dot{q}_{\text{вх}} - U_{\text{потери}}(T_{\text{приемник}} - T_{\text{окр.среда}}) \left(\frac{A_{\text{приемник}}}{A_{\text{коллектор}}} \right) \right] * \eta_{\text{ген}} \\ &* \frac{T_{\text{турб,вх}}\eta_{\text{турб}}[1 - (1/\pi_{\text{турб}})^{(k-1)/k}] - T_{\text{комп,вх}}/\eta_{\text{комп}}[(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1]}{T_{\text{турб,вх}} - T_{\text{комп,вх}}\{1 + (1/\eta_{\text{комп}})[(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1]\}} \end{aligned}$$

Затем эффективность первого закона дается делением вышеупомянутого выражения на $\dot{q}_{\text{in}}$

$$\begin{aligned} \eta_I &= F' \left[\eta_{\text{коллектор}} - U_{\text{потери}}(T_{\text{приемник}} - T_{\text{окр.среда}}) \left(\frac{A_{\text{приемник}}}{A_{\text{коллектор}}} \right) / \dot{q}_{\text{вх}} \right] * \eta_{\text{ген}} \\ &* \frac{T_{\text{турб,вх}}\eta_{\text{турб}}[1 - (1/\pi_{\text{турб}})^{(k-1)/k}] - T_{\text{комп,вх}}/\eta_{\text{комп}}[(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1]}{T_{\text{турб,вх}} - T_{\text{комп,вх}}\{1 + (1/\eta_{\text{комп}})[(\pi_{\text{комп}})^{(k-1)/k} - 1]\}} \end{aligned}$$

Подставляя данные числовые значения и КПД цикла 24,27%, рассчитанные в Примере 9.3, $\eta_I=9.2\%$

12.3 ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ

Геотермальная энергия накапливается как в горных породах, так и в виде захваченного пара или жидкой воды под земной поверхностью и может использоваться непосредственно для обеспечения горячей водой для отопления здания или для преобразования в электричество с помощью теплового двигателя в зависимости от температуры ресурса. Геотермальная энергия в 2008 году обеспечивала лишь около 0,1% мирового спроса на энергию, но согласно прогнозам к 2050 году примерно 3% от мирового

спроса на электроэнергию и 5% от потребности в отоплении и охлаждении (Эденхофер и соавт., 2011). Этот раздел ограничен использованием геотермальной энергии для работы теплового двигателя, где геотермальная энергия, содержащаяся в жидкой воде или паре, используется непосредственно в качестве рабочей жидкости или косвенно для нагрева рабочей жидкости. Такие электростанции могут эксплуатироваться для обеспечения базовой нагрузки в отличие от ветра и солнца, а также могут использоваться для удовлетворения пиковых потребностей, дополняющих энергию ветра и солнца.

12.3.1 Геотермальный ресурс и выбор площадки

Геотермальные ресурсы доступны в различных формах, таких как природные гидротермальные системы, которые самопроизвольно обеспечивают горячую воду (минерализованная пластовая вода) и/или пар (на глубинах <3 км), системы с избыточным давлением, которые представляют собой заполненные отложениями резервуары, содержащие горячую поровую жидкость под литостатическим давлением, которое больше чем местная высота гидростатического давления, сухая горная порода либо с низкой проницаемостью, либо без естественных жидкостей (на глубине 3-10 км), сверхнизкосортные системы, доступные на небольших глубинах, и магма, которая является частично или полностью расплавленной породой. Ядро Земли, температура которого превышает 5000°C, поддерживается теплом, выделяемым при постепенном радиоактивном распаде нестабильных изотопов элементов Th, U и K (и не является теплом, оставшимся от образования планеты, поскольку расчеты показали, что земля давно остыла) поставляет эту энергию. В этом контексте, геотермальная энергию можно считать возобновляемой, превращение небольшого количества массы m , необходимой для получения очень большого количества энергии E , подчиняемой известному уравнению Эйнштейна, $E = mc^2$, где c является скоростью света с очень большой величиной. Теплопередача происходит непрерывно от горячего ядра к поверхности посредством проводимости и конвекционных токов в расплавленной мантии под земной корой и имеет тенденцию быть наиболее сильной вдоль границ тектонических плит. Вулканическая активность переносит большое количество материала к поверхности Земли, но только небольшая часть расплавленной породы фактически достигает поверхности, большая часть которой остается на глубине 5-20 км под поверхностью. Гидрологическая конвекция подземных вод может приблизить эту энергию к поверхности. Горячие источники (вода в жидком состоянии), гейзеры (смесь жидкости и пара) и фумаролы (пар) обусловлены гидрологической конвекцией. Подземные воды пополняются дождевыми осадками, но с конечной интенсивностью и, таким образом, геотермальный ресурс при извлечении из природных гидротермальных систем должен эксплуатироваться с такой интенсивностью, чтобы между пополнением и восстановлением поддерживалось устойчивое состояние.

Предполагается, что тепловая энергия, получаемая из горячих сухих пород, варьируется от 34×10^6 ЭДж для глубины до 3 км, от 56 до 140×10^6 ЭДж для глубины до 5 км и от 110 до 403×10^6 ЭДж для глубины вниз до 10 км; Оценки гидротермальных ресурсов для выработки электроэнергии варьируются от 118 до 146 ЭДж/год (на глубине 3 км)

ТАБЛИЦА 12.5 Глобальный потенциал геотермальной энергии на различных глубинах для выработки электроэнергии (данные Эденхофер и соавт., 2011)

Регион	3 км		5 км		10 км	
	ЭДж/год (ниже)	ЭДж/год (выше)	ЭДж/год (ниже)	ЭДж/год (выше)	ЭДж/год (ниже)	ЭДж/год (выше)
ОЭСР Северная Америка	25,6	31,8	38	91,9	69,3	241,9

Латинская Америка	15,5	19,3	23	55,7	42	146,5
ОЭСР Европа	6	7,5	8,9	21,6	16,3	56,8
Африка	16,8	20,8	24,8	60	45,3	158
Переходные страны	19,5	24,3	29	70	52,8	184,4
Средняя Азия	3,7	4,6	5,5	13,4	10,1	35,2
Развивающаяся Азия	22,9	28,5	34,2	82,4	62,1	216,9
ОЭСР Страны Тихоокеанского региона	7,3	9,1	10,8	26,2	19,7	68,9
Всего	117,5	145,9	174,3	421	317,5	1108,6

до 318 до 1109 ЭДж/год (на глубине 10 км); и для прямого использования (в качестве тепла) в диапазоне от 10 до 312 ЭДж/год (Эденхофер и соавт., 2011). В Таблице 12.5 дается краткое описание нижней и верхней оценки глобальной геотермальной энергии в мировом масштабе, которая является довольно большой. Большая часть активных геотермальных ресурсов находится вдоль границ основных плит и сосредоточена вдоль Тихого океана с границей Японии, Филиппин, Алеутских земель и Северной, Центральной и Южной Америкой, известных как «Тихоокеанское Огненное кольцо».

12.3.2 Основное оборудование

Геотермальная энергия в настоящее время добывается с использованием скважин, которые пробурены на глубину до 5 км с использованием методов бурения, аналогичных тем, которые используются в нефтегазовой промышленности. Производство электричества из гидротермальных резервуаров с высокой проницаемостью практикуется в течение столетия и влечет за собой рекуперацию тепловой энергии из естественных горячих жидкостей, выносимых на поверхность. Улучшенные или технические геотермальные системы находятся в стадии разработки, состоящей из искусственной откачки жидкости (вода, а также рассматриваются CO₂) в замкнутом контуре, чтобы восстановить геотермальную энергию через высокотемпературные грунтовые области, чтобы создать сеть потоков жидкости, соединяющий производственную скважину (подача горячей жидкости) и нагнетательную скважину (возврат жидкости после рекуперации тепла). Когда горячая жидкость, извлеченная из природного резервуара, находится в форме пара («установка сухого пара», обычно при 4-8 МПа и 180-225°C), она подается в конденсационную паровую турбину для выработки энергии, при этом разгрузка после конденсации в конденсаторе закачивается обратно в землю. Эти установки, установленные в средних и больших ресурсах температуры имеют мощности часто между 20 и 110 МВт. Когда горячая жидкость находится в форме горячей воды или представляет собой смесь горячей воды и пара для создания оптимальной комбинации давления пара и скорости потока используется либо однократное испарение, либо двукратное испарение. Парообразование состоит из введения смеси флюидов в сосуд, расположенный на поверхности, где давление жидкости адиабатически снижается, так что часть жидкой воды довольно быстро меняет фазу в пар (вода «испаряется»). Пар отделяется от воды в той же емкости (барабан КО), а пар используется в паровой турбине. Удельная стоимость строительства (долл.США/кВт) таких установок выше, чем сухие паровые установки, так как требуется дополнительное оборудование, связанное с испарением минерализованной пластовой воды, а также из-за более низкой температуры ресурса. Конденсированный пар вместе с водой, выходящей из испарительного резервуара, снова закачивается в землю. В системе с двукратным испарением второе испарение происходит при более низком давлении, чем первое, когда жидкость покидает испарительный сосуд высокого давления, входящий во второй испарительный сосуд, чтобы генерировать дополнительный пар, но при более низком давлении. Этот пар низкого давления также вводится в паровую турбину, но на соответствующей ступени более низкого

давления. В зависимости от температуры ресурсов, система двукратного испарения может увеличить выходную мощность на целых 20-25% за увеличения стоимости завода примерно на 5%. Другой вариант заключается в использовании комбинации двух последовательных циклов Ренкина, первый из которых использует пар в качестве рабочей жидкости, а второй - органическую жидкость в качестве рабочей жидкости. Паровая турбина, используемая в таком цикле, имеет давление выхлопных газов, которое намного выше, чем атмосферное (вместо типичного вакуума) таким образом, что его разряд конденсируется при температуре достаточно высокой, чтобы быть экономически пригодной в обеспечении тепловой энергии в жидкость утилизационного органического цикла Ренкина (ORC). Окончательный отвод тепла от этого комбинированного цикла происходит из конденсатора органических паров ниже по потоку от турбины органических паров. На рис. 12.3 показан такой комбинированный цикл.

Пар в качестве рабочей жидкости в циклах Ренкина является предпочтительной рабочей жидкостью из-за соображения безопасности (негорючая, нетоксичная) и термической стабильности при высоких температурах. Тем не менее, с точки зрения турбинной конструкции (например, требуемое количество ступеней) и изэнтропической эффективности, у него есть недостаток относительно низкой молекулярной массы (в отличие от жидкостей ORC), которая становится проблемой для турбин малых размеров. Также из-за его относительно низкого давления пара, условия вакуума в конденсаторе поддерживают при нормальной температуре отвода тепла (устанавливается охлаждающей водой или окружающим воздухом в зависимости от используемого режима отвода тепла).

Требуется тщательный выбор конструкционных материалов для оборудования и трубопроводов, поскольку геотермальные жидкости содержат кислород (как правило, от аэрации), ионы водорода (что влияет на pH), хлорид-ионы, сульфидные соединения, CO_2 , карбонатные и бикарбонатные ионы, NH_3 и виды аммония, и сульфат-ионы. Образование накипи является еще одним фактором, который следует учитывать, поскольку геотермальные жидкости часто содержат CaCO_3 и силикат Ca (Ca_2SiO_4). Силикатные металлические (Zn, Fe, Pb, Mg, Sb и Cd) и сульфидные отложения часто наблюдаются в более высоких температурных ресурсах, а также отложения аморфной двуокиси кремния, которые не связаны с другими катионами. Поскольку температура влияет на растворимость, температура возврата минерализованной пластовой воды в пласт и, следовательно, количество извлекаемой тепловой энергии может быть ограничено. Часто используются добавки для контроля отложений.

В дополнение к этим загрязнителям паровые турбины должны выдерживать геотермальные условия пара, состоящие из насыщенного или слегка перегретого пара низкого давления. Для ступеней турбины низкого давления могут потребоваться специальное (стеллит, сплав Co-Cr) покрытие для ограничения эрозии из-за капель воды, поскольку пар, входящий в турбину, насыщается или слегка перегревается. Требуются специальные материалы конструкции для лопастей турбины, а также вала из-за присутствия коррозионных загрязнений.

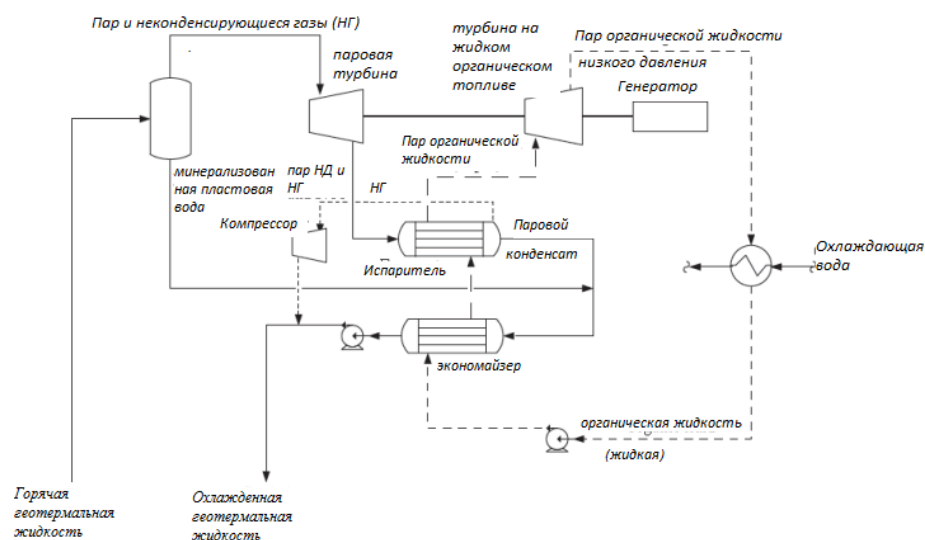


РИС. 12.3 Комбинированный цикл пара и органической жидкости

Пар, подаваемый в турбину геотермальной скважиной, может изменяться во времени, и этот переменный поток должен учитываться при проектировании органов управления таким образом, чтобы потеря эффективности сводилась к минимуму, например, при более низких скоростях потока пара, может быть использовано частичное пропускание дуги в турбину.

Если горячая геотермальная жидкость находится в форме горячей минерализованной пластовой воды (без сопровождения пара) в диапазоне 100-150°C, может использоваться «бинарный цикл». Тепло от геотермальной жидкости передается рабочему телу с давлением паров, намного превышающим давление воды, через теплообменник для работы ORC, состоящего из одного компонента или смеси двух компонентов; например, геотермальная установка Heber, построенная в 1985 году в Калифорнии, использовала смесь iC_4H_{10} и $-C_5H_{12}$ (Хеллер и Кригер, 2000). Цикл Калины (Калина и Лейбовитц, 1989), в котором используется смесь NH_3 и H_2O в качестве рабочей жидкости, также используется для таких низкотемпературных применений. Так как смеси испаряются и конденсируются при переменных температурах, что позволяет более точно согласовать переменную температуру источника тепла (при охлаждении пластовой воды) и переменную температуру теплоотвода (при нагреве охлаждающей воды), чтобы уменьшить необратимость. Эффективность бинарных установок варьируется от 7 до 12%, и распространены системы от 100 кВт до 40 МВт.

Цикл Калины. На рис. 12.4 показан цикл Калины на геотермальной электростанции в Хусавльке, Исландия (Млчак и соавт., 2002). Поток NH_3 - H_2O , выходящий из водоохлаждаемого

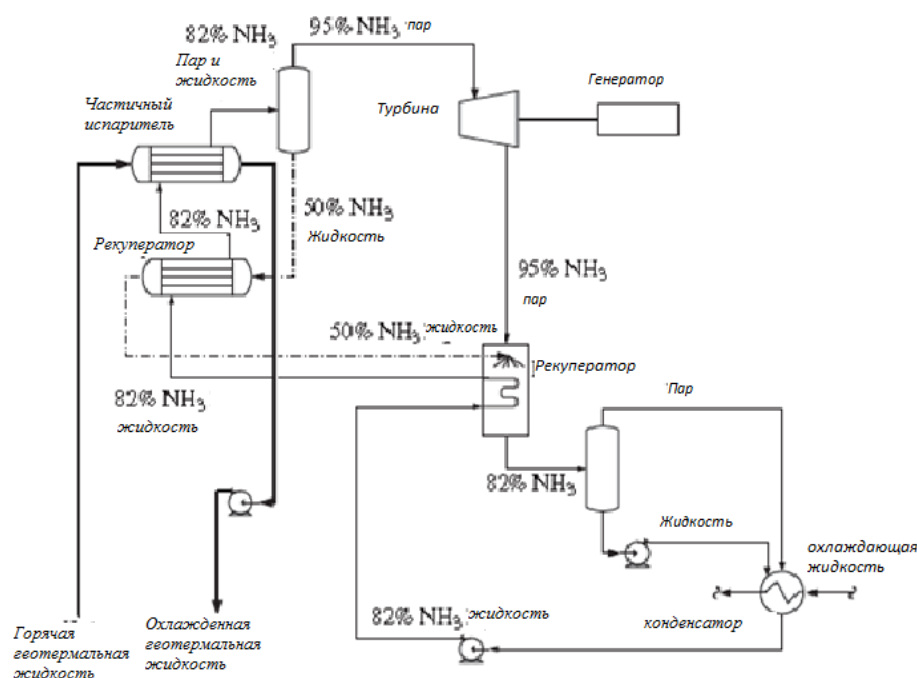


РИС. 12.4. Цикл Калина на геотермальной электростанции в Хусавике, Исландия

конденсатора, состоящего из 82% NH_3 по массе при начальном давлении 5,4 бар и температуре 12,4°C, прокачивается через низкотемпературный рекуператор, затем в высокотемпературный рекуператор для предварительного нагрева до конечной температуры 68°C. Затем поступает в испаритель, где он нагревается пластовой жидкостью до 121°C, и 75% потока $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ испаряется. Эта двухфазная жидкость затем поступает в парожидкостный сепаратор, и фракция паров H_2O , обогащенная NH_3 , поступает в турбину, тогда как фракция жидкости, которая составляет 50% NH_3 по массе, после обеспечения тепла для предварительного нагрева 82% NH_3 Поток в высокотемпературном рекуператоре поступает в рекуператор низкой температуры, где он объединяется с выхлопом турбины. Жидкость, выходящая из рекуператора низкой температуры, собирают и закачивают в конденсатор с водяным охлаждением в качестве распыления, контактирующего с потоком пара. Поглощение обогащенного NH_3 пара в обедненную NH_3 жидкость происходит в конденсаторе, а тепло раствора отводится охлаждающей водой.

Таким образом, основная идея этого типа цикла поглощения:

1. Использование рабочей жидкости с высоким давлением пара (низкая температура кипения), такой как NH_3 , которая может генерироваться с использованием низкотемпературного источника тепла.
2. Вместо конденсации пара после расширения в турбине для закачки конденсата до более высокого давления перед генерацией пара при более высоком давлении (как это делается в цикле Ренкина), что потребовало бы теплоотвода также при низкой температуре (ниже, чем окружающей среды), абсорбент используется следующим образом.
3. Абсорбент, который в этом случае представляет собой жидкий H_2O , соединяют с NH_3 для его абсорбции с последующей перекачкой жидкости (водного раствора NH_3) до более высокого давления.
4. Затем из этого водного раствора с более высоким давлением образуется рабочая жидкость с более высоким давлением паров NH_3 (вышеуказанная стадия 1, которая завершает цикл).

NH_3 является токсичным веществом, поэтому следует избегать утечки, особенно паров из турбины (вокруг уплотнений вала).

12.3.3 Экономические составляющие

Как и другие возобновляемые источники энергии, геотермальные электростанции обычно требуют высоких первоначальных инвестиционных затрат, в то время как эксплуатационные расходы низки. В дополнение к затратам на приобретение и установку оборудования для электростанций, геотермальные установки имеют затраты, связанные с разведкой и подтверждением ресурсов, которые могут составлять до 10-15% от общей стоимости, а также бурение скважин, которое может составлять до 20-35% от общей стоимости (Эденхофер и соавт., 2011). В результате стоимость электроэнергии очень специфична для конкретного участка и зависит от качества и количества геотермального ресурса, но электростанции, использующие гидротермальные ресурсы, часто конкурируют с более традиционными электростанциями. Стоимость установок, использующих инженерные геотермальные ресурсы, которые в настоящий момент на демонстрационной стадии, будет выше, чем у гидротермальных установок.

Коэффициент мощности, который также влияет на стоимость электроэнергии, был в среднем по всему миру в 2008 году на уровне 74,5% для существующих геотермальных электростанций, но у более новых установок коэффициенты емкости были намного выше, более 90% (Эденхофер и соавт., 2011). Стимуляция геотермальных резервуаров, использование улучшенных строительных материалов, а также ингибирование отложений и коррозии могут увеличить коэффициент мощности и снизить стоимость электроэнергии. В отличие от ветровой и солнечной энергии, геотермальные установки с более высокими коэффициентами мощности могут обеспечивать электроэнергию при базовой нагрузке, и, таким образом, интеграция новой геотермальной мощности в существующие энергосистемы может быть осуществлена без серьезных проблем.

К областям исследований и разработок, направленных на снижение затрат, относятся передовые геофизические исследования для повышения эффективности геологоразведочных работ, усовершенствованные технологии бурения и строительства скважин для повышения скорости проникновения при бурении через твердые породы, а также использование CO_2 в качестве теплоносителя (что также может обеспечить средства для улавливания CO_2 путем минерализации фракции CO_2 , закачиваемой в пласт) и, возможно, в качестве самой рабочей жидкости рабочего цикла в инженерных геотермальных системах.

12.3.4 Вопросы по охране окружающей среды

Вопросы по охране окружающей среды, связанные с использованием геотермальной энергии, очень специфичны для конкретной местности и технологии. Например, могут быть выбросы CO_2 непосредственно связанные с эксплуатацией геотермальной установки, поскольку геотермальная жидкость может содержать CO_2 . Другой проблемой является землепользование, которое может привести к потере растительности и эрозии почвы, что, в свою очередь, может вызвать оползни. Могут происходить выбросы H_2S , NH_3 и, возможно, Hg , и установка должна быть спроектирована для улавливания этих загрязнителей. Сейсмичность была проблемой в некоторых местах, приводящая к толчкам. Как и солнечные тепловые электростанции, использование воды может быть проблемой при использовании мокрых градиент. Отходы установок, генерируемые любым объектом, должны быть надлежащим образом утилизированы, но в случае геотермальных установок правильная утилизация собранных отходов может потребовать транспортировки в далекие расстояния.

Пример 12.3. Какое максимальное количество электроэнергии может генерироваться геотермальной жидкостью 250°C, протекающей со скоростью 40 кг/с и возвращаемой на землю при 150°C? Охлаждающая вода подается при 15°C и возвращается в градирню при более высокой температуре на 10°C. Предположим, что удельная теплоемкость геотермальной жидкости равна теплоте чистой воды (4,184 кДж/кг К). Укажите неэффективность установки, которая ограничивает реализацию максимальной мощности, рассчитанной выше.

Решение

Максимальная выходная мощность достигается с наилучшей эффективностью, которая соответствует идеальному циклу Карно, как определено уравнением 8.3, для случая, когда температуры источника и стока не постоянны.

Абсолютная температура подаваемой геотермальной жидкости = 250 + 273 = 523 К

Абсолютная температура возвращаемой геотермальной жидкости = 150 + 273 = 423 К

Логарифмическая средняя температура источника тепла

$$(\Delta T_H)_{\ln} = (523 - 423) / [\ln(523/423)] = 471 \text{ К}$$

Абсолютная температура подаваемой охлаждающей воды = 15 + 273 = 288 К

Абсолютная температура возвращаемой охлаждающей воды = 15 + 10 + 273 = 298 К

Средняя температура теплоотвода

$$(\Delta T_C)_{\ln} = (298 - 288) / [\ln(298/288)] = 293 \text{ К}$$

$$\text{КПД цикла Карно} = 1 - (\Delta T_C)_{\ln} / (\Delta T_H)_{\ln} = 1 - 293/471 = 0.378$$

Максимальная выходная мощность = 0,378 x 40 кг/с x 4,184 кДж/кг К x (523 - 423) К x 10³ МВт (кДж/с) = 6,33 МВт

Неэффективность установки, ограничивающая реализацию максимальной мощности, рассчитанной выше, обусловлена:

- ΔT между источником тепла или теплоносителем (геотермальная жидкость или охлаждающая вода) и рабочей жидкостью в теплообменниках
- Изэнтропическая и механическая неэффективность теплового двигателя/генератора
- Изэнтропическая и механическая неэффективность насосов
- Потребление и потери другой вспомогательной энергии, такими как вентилятор, когда используется механическая тяга градирни, трансформатор отказывает.

12.4 ИСТОЧНИКИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ

Электроэнергия от ядерной энергии, включающей реакцию ядерного деления, коммерчески применялась в течение нескольких лет. Реакции деления происходят, когда ядро некоторых изотопов таких элементов, как уран (U), плутоний (Pu) и торий (Th) захватывает нейтрон. U-233 (где 233 представляет сумму нейтронов и протонов в ядре), U-235, Pu-239 и Pu-241 все делятся, при этом U-238, Th-232 требуют быстрых (намного более высокой кинетической энергии) нейтронов. Захваченные нейтроны расстраивают внутренний баланс сил между нейтронами и протонами в результате в ядро делится на два более легких ядра. Два или три нейтрона также излучается, при этом большое количество энергии,

выделяемое согласно уравнению Эйнштейна, $E=mc^2$, о котором говорилось в предыдущем геотермальном разделе. Избыток нейтронов, генерируемых в ядерной реакции, поддерживает цепную реакцию, в которой расщепляются дополнительные ядра, что делает возможным создание самоподдерживающихся ядерных реакторов. Говорят, что ядерный реактор достигает критичности, когда каждое деление вызывает в среднем одно дополнительное деление, приводящее к постоянному уровню деления. Управляющие стержни, которые могут поглощать нейтроны, вставляются в ядерный реактор для регулирования таких цепных реакций ядерного деления. В ядерном оружии, с другой стороны, число реакций деления увеличивается (экспоненциально), и это условие называется сверхкритичностью. Тепло, генерируемое в процессе деления ядер, переводится в рабочую жидкость для работы парового цикла Ренкина. В более чем 30 странах работают более 400 ядерных реакторов, которые производят около 15% мировых потребностей в электроэнергии. Многие новые атомные электростанции заказаны или планируются в основном для Азии.

Другим типом ядерной реакции является синтез, который также выделяет большое количество энергии в соответствии с вышеупомянутым уравнением Эйнштейна, когда два ядра с объединенными массами ниже, чем Fe, сливаются. Два изотопа водорода, дейтерий (H-2) и тритий (H-3) подвергаются синтезу с образованием He при выделении нейтрона. H-2 может быть извлечен из воды, что делает его почти неисчерпаемым запасом топлива при рассмотрении большого количества энергии, выделяемой при преобразовании среднего количества массы. H-3 должен производиться из Li внутри ядерного реактора, но в земной коре существуют обширные известные запасы Li, которые потенциально могут поставлять топливо, необходимое на протяжении более тысячи лет, даже если все мировое электричество будет удовлетворено термоядерными реакторами. Ядерный синтез, однако, все еще находится в фазе исследований, основной проблемой является сдерживание плазмы при чрезвычайно высоких температурах, необходимых для ядерного синтеза. Существует потенциал для генерации большого количества энергии с целым рядом преимуществ по сравнению с делением такие, как отсутствие производства долгоживущих радиоактивных материалов и отсутствие неуправляемой реакции, как будет обсуждаться для реакций деления.

12.4.1 Ресурсы ядерного топлива и выбор площадки

Доказанные мировые ядерные топливные ресурсы, которые могут быть экономически восстановлены по существующей рыночной цене (разумные доказанные ресурсы или RAR), показаны на рис. 12.5 (Уран 2011: ресурсы, производство и спрос, 2012) и представляют собой достаточный резерв для обеспечения потребностей еще на 80 лет. Дальнейшая разведка и повышение цен на рынке должны открыть дополнительные ресурсы.

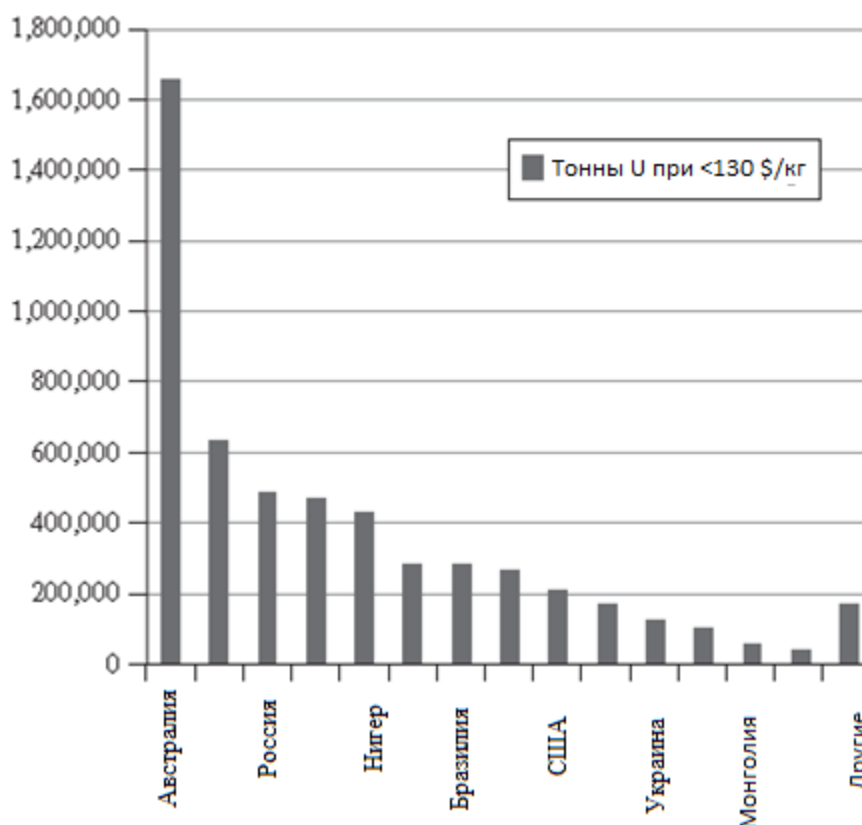


РИС. 12.5 Разумные обоснованные ресурсы (RAR) урана

Первым шагом в процессе производства топливной горелки из урана является добыча руды, которая содержит как U-235, так и U-238 в качестве оксидов. Руда перемалывается, а затем выщелачивается с помощью H_2SO_4 или иногда сильного щелочного раствора для концентрирования этих оксидов от примерно 0,1% по массе до концентрации примерно 80%. Полученный концентрат отправляется для дальнейшей переработки в виде сухого «желтого кека». Для АЭС мощностью 1000 МВт, работающей в течение 1 года, требуется около 200 тонн. Хвосты, оставшаяся часть руды, содержащая низкие концентрации радиоактивных материалов с длительным сроком жизни, а также тяжелые металлы, должны быть изолированы от окружающей среды и размещены на объектах вблизи шахты.

Именно U-235 является делящимся изотопом урана в обычных ядерных реакторах, и процесс обогащения используется для увеличения концентрации U-235 с примерно 0,7% до примерно 3,5-5% путем предварительного преобразования оксида урана во фторид путем реакции с HF и центрифугирования газа с использованием разности плотностей из-за разницы в молекулярных весах двух изотопов. Небольшое количество реакторов, таких как канадские и индийские модулируемые и охлаждаемые реакторы на тяжелой воде (оксид дейтерия) не требуют обогащенного урана.

Реакторное топливо в форме керамических топливных таблеток образуется путем спекания прессованного диоксида урана при температуре выше $1400^{\circ}C$, а затем помещается в трубки из сплава циркония с образованием топливных стержней. Этот циркониевый сплав может выдерживать высокие температуры, ядерное излучение и коррозию. Около трети стержней заменяется каждый год на полтора года, чтобы поддерживать эффективную работу реактора. Часть U-238 превращается в Pu, который в свою очередь (примерно половина) также подвергается делению.

12.4.2 Основное оборудование

Два основных типа коммерческих ядерных реакторов - это водно-водяной ядерный реактор (PWR) и ядерный реактор на кипящей воде (BWR), основанный на том, что выделяемое в активной зоне реактора тепло передается рабочему потоку жидкости. В PWR тепло сначала переносится в тяжелую воду, циркулирующую под высоким давлением, чтобы избежать кипения (~ 140 бар) через первичный контур. Тяжелая вода в дополнение к тому, что она является теплоносителем реактора, также действует как замедлитель, замедляя нейтроны, превращая их в «тепловые нейтроны», которые могут поддерживать ядерную цепную реакцию U-235. Затем тепло от тяжелой воды передается в теплообменник в рабочую жидкость цикла Ренкина, чтобы генерировать пар (~70 бар) для цикла Ренкина. В BWR, пар генерируется в самом реакторе без двух отдельных контуров. Вода высокой чистоты (легкая) двигается вверх через сердечник, поглощая тепло и изменяя фазу, и смесь пара и воды выходит из верхней части сердечника и входит в две стадии разделения влаги, где капельки воды удаляются перед вхождением пара в паропровод. Полученный таким образом насыщенный пар вводится в паровую турбину.

Основными компонентами такого ядерного реактора являются ядро, в котором находится топливная сборка, а также управляющие стержни (изготовленные из Cd, Hf или B) для управления цепной ядерной реакцией в окружении теплоносителя - прочный стальной сосуд под давлением, содержащий активную зону реактора и замедлитель/теплоноситель, а в случае PWR - пар, образующийся или как часть системы охлаждения. PWR могут иметь до четырех контуров, каждый со своим парогенератором. Реактор и парогенераторы размещены в железобетонной защитной конструкции толщиной в метр, построенной для хранения радиоактивных материалов, не позволяющей выход наружу в случае любого серьезного сбоя внутри реактора, а также защита реакторной системы от любого постороннего вторжения. Корпус реактора может быть окружен биозащитным экраном для защиты рабочих от радиации, состоящим из железобетонной стены толщиной более метра со стальной облицовкой как внутри, так и снаружи.

Преимущество PWR состоит в том, что он имеет сильный отрицательный коэффициент пустотности, то есть реактор охлаждается, если тяжелая вода начинает кипеть (пузырьки пара вызывают пустоту), причем вода является замедлителем. Другое преимущество состоит в том, что он имеет внутренний контур (состоящий из тяжелой воды), отделенный от рабочей жидкости цикла Ренкина, которая препятствует попаданию любых радиоактивных материалов в паровую турбину, что облегчает техническое обслуживание. Недостатком является то, что охлаждающая жидкость, находящаяся под высоким давлением, может быстро вытекать в случае разрыва трубы, требующего резервных систем охлаждения. Преимущества BWR включают более простой трубопровод, который снижает стоимость, и уровни мощности, которые могут быть легко изменены. Изменение уровня мощности достигается путем изменения подачи воды, что приводит к изменению пустотности, вызванной пузырьками пара и, следовательно, замедлению.

Атомные электростанции с насыщенным паром, поступающим в паровую турбину, могут иметь до 15% масс. влаги в выхлопе из секции высокого давления турбины. Так как избыточное содержание влаги в паре может привести к коррозии и эрозии в секции низкого давления турбины, влажный пар низкого давления при выходе из секции высокого давления турбины пропускают через сепаратор влаги (например, используя лопасти, о которые капли влаги ударяются и отделяются от него) и предварительно нагреваются против части пара высокого давления в теплообменнике(ах) перед подачей его в секцию низкого давления турбины.

12.4.3 Экономические составляющие

Стоимость ядерного топлива является относительно низкой с большими запасами топлива в мировом масштабе. Тем не менее, капитальные затраты высоки, в то время как периоды строительства станции длительны в значительной степени из-за задержек в регулировании, а также из-за снятия с эксплуатации станции. Несмотря на эти факторы, электроэнергия, вырабатываемая на атомных станциях, имеет тенденцию быть одним из самых дешевых вариантов, но без учета затрат на постоянное долгосрочное хранение образовавшихся радиоактивных отходов с высоким уровнем активности (обсуждается далее в этом разделе в разделе «Вопросы по охране окружающей среды») и любые другие катастрофические аварии, особенно на электростанции, хотя и редки. Текущие конструкции предназначены для крупномасштабного производства электроэнергии с базовой нагрузкой и не дополняют прерывистые источники энергии.

Разрабатываются усовершенствованные конструкции реакторов, такие как реактор на сверхкритическом уровне воды, который может повысить эффективность на одну треть по сравнению с сегодняшними BWR. Повышение эффективности электростанции, как правило, снижает ее капитальные затраты в расчете на \$/кВт, если изготовление оборудования и конструкционные материалы не слишком редкие. Международные усилия под руководством Японии стремятся решить наиболее актуальные материалы и вопросы проектирования системы. Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор, использующий He в качестве хладагента, а также рабочую жидкость в рекуперативном цикле Брайтона с промежуточным охлаждением, является еще одной усовершенствованной конструкцией, которую преследуют. Главным преимуществом является то, что по своей природе он более безопасен, имея отрицательный температурный коэффициент реактивности (т.е. реакция замедляется при повышении температуры). Топливо изготавливают в сферические формы с размером теннисных шариков, изготовленных из пиролитического графита (в качестве замедлителя) и содержащего тысячи микро-топливных частиц делящегося материала, таких как U-235, с покрытым слоем SiC для обеспечения структурной целостности и удержания продукта деления. Преимущества включают высокую эффективность установки, и с точки зрения безопасности реактор имеет большую тепловую инерцию благодаря графитному замедлителю, и фазового перехода не происходит, что сопровождается возможным большим увеличением давления, поскольку хладагент остается газом. Он не имеет сечения поглощения нейтронов (мера вероятности взаимодействия падающего нейтрона и ядра-мишени) и остается инертным без эффектов реактивности. Другое преимущество использования He состоит в том, что удельная мощность газовой турбины (кВт/кг/с) при низких отношениях давления очень высока, поскольку He имеет высокое отношение C_p к C_v (см. Пример 9.3) по сравнению с двухатомным (N_2O_2) или трехатомным (CO_2) газами.

Производящий реактор производит больше делящихся материалов, чем потребляет. Выращивая делящийся материал (в качестве топлива для обычных реакторов деления) из плодородных материалов, таких как U-238 и Th-232, он обещает увеличить объемы поставок ядерного топлива. Реактор работает при очень высоких температурах, и подходящим теплоносителем является жидкий металлический Na, который имеет низкое давление паров для ограничения рабочего давления реактора.

12.4.4 Вопросы по охране окружающей среды

Современные реакторы спроектированы таким образом, чтобы противостоять ударам больших самолетов путем размещения активной зоны реактора, в частности, ниже уровня содержания, и защиты железобетонной защитной оболочки более 3 м. Здание реактора состоит из железобетонных стен, которые в среднем почти 2 метра. Кабинеты управления также расположены ниже уровня, в то время как система аварийного охлаждения реактора включает в себя гравитационное охлаждение, а не в зависимости от двигателей или насосов

с приводом от двигателя, которые могут потерять электричество или топливо во время аварийной ситуации.

Ядерная энергия, как показано в Таблице 12.1 (Эденхофер и соавт., 2011), имеет низкие выбросы парниковых газов по сравнению с электростанциями, работающими на ископаемом топливе, без улавливания и поглощения CO_2 на основе LCA. Воздушные загрязняющие вещества с установленным предельно допустимым содержанием не выбрасываются во время работы, и реакторы следующего поколения с их пассивными функциями безопасности обещают более высокую безопасность, поскольку выброс радиоактивных материалов в окружающую среду является серьезной проблемой. Однако захоронение и обращение с радиоактивным отработавшим топливом является серьезной проблемой. Отходы классифицируются как низкий уровень, средний уровень и высокий уровень. Процедура заключается в размещении их в больших металлических контейнерах (аналогичны морским контейнерам), заполнении с цементом, а также размещения в закрепленных бетоном хранилищах. Отходы среднего уровня, которые включают оболочку реакторного топлива и загрязненные материалы от вывода из эксплуатации реактора, иммобилизируются в материалах на основе цемента в бочках или коробках из нержавеющей стали. Высокоактивные отходы, которые состоят из отработанных реакторного топлива и отходов, остающихся после отработанного топлива могут оставаться вредными на тысячи лет. Извлеченное из реактора отработавшее топливо испускает ядерное излучение и тепло и переносится в водохранилище с циркуляцией охлаждающей воды рядом с реактором и хранится для охлаждения и снижения уровней радиации, которые может сопровождаться сухим хранением на месте. В конечном итоге, отработанное топливо должно быть либо переработано или подготовлено для окончательного захоронения. В настоящее время нет действующих установок для постоянного захоронения, но глубокие геологические хранилища могут быть возможными местами после иммобилизации радиоактивного материала, так что он не вымывается грунтовыми водами. Витрификация с образованием стеклообразного материала является одним из подходов для иммобилизации радиоактивного материала, в то время как другой подход сводится к формированию керамики. Правительство Франции проводит испытание подземного хранилища (около 500 м под поверхностью) в малонаселенном городе во Франции. Переработка отработавшего топлива может уменьшить его количество для окончательного длительного хранения при извлечении ценных U и Pu. U и Pu могут быть восстановлены от топливных стержней после их разрыва и растворения в кислоте. U может быть переработан для обогащения U-235, тогда как Pu вместе с U может использоваться в реакторах со смешанным оксидным топливом, где Pu заменяет U-235.

Пример 12.4. Рассчитать выделяемую энергию при преобразовании 1 г вещества с использованием отношения $E = mc^2$, а затем сравнить ее против энергии, выделяемой путем сжигания 1 г каменного угля с использованием LHV, представленную в таблице 1.4.

Решение

Скорость света $c = 299\,792\,458$ м/с

Масса в пересчете на $m = 0,001$ кг

Выделяемая энергия $E = 0,001$ кг $\times (299,792,458 \text{ м/с})^2 = 89,88 \times 10^{12}$ Дж или 89,88 ТДж

LHV каменного угля = 26 172 кДж/кг = 26 172 Дж/г

Отношение энергии, выделяемой при преобразовании вещества в энергию, к энергии сжигания угля = $89,88 \times 10^{12}$ Дж/26 172 Дж, что превышает три миллиарда раз!

12.5 УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА

Электроэнергия, вырабатываемая солнечной и ветровой энергией, является переменной и имеет тенденцию быть непредсказуемой, особенно в случае ветра, и поддержание частоты и допустимых отклонений напряжения переменного тока через сетевую систему становится проблемой, когда спрос и предложение не совпадают. Один из вариантов заключается в том, чтобы сохранить дополнительный «вращающийся резерв» для восполнения недостатков неустойчивых возобновляемых источников энергии. Вращающаяся версия — это неиспользованная, но доступная мощность блоков электростанции, которые уже подают электроэнергию в сеть, и их производительность может быть быстро увеличена. Такие электростанции с избыточной мощностью, как правило, работают на ископаемом топливе. Пикеры, состоящие из газовых турбин с простым циклом, работающих на дистиллятном топливе или природном газе, а также специально разработанные комбинированные циклы на основе газовых турбин, работающие на природном газе с возможностью быстрого запуска могут быть полезны, хотя они могут занять больше времени, чтобы компенсировать разницу в запасах вращения.

В случае таких комбинированных циклов включены специальные конструктивные особенности, чтобы держать их готовыми к необходимому быстрому запуску. Используется предварительная продувка системы, а затем изоляция ТУПГ, при этом стек оборудован автоматическим демпфером, который закрывается при остановке установки для уменьшения потерь тепла, что снижает тепловую нагрузку при запуске. ТУПГ со специально разработанными паровыми барабанами и подвесными теплообменниками пароперегревателя и нагревателя с поддержкой одной верхней пружины жатки также используются для уменьшения тепловых напряжений.

В случае установок совместного производства, как описано в главе 10, разделение синтез-Газа, поступающего в блок питания в качестве топлива, по сравнению с переходом в блок синтеза побочного продукта, можно быстро изменить, чтобы увеличить или уменьшить мощность, подаваемую в сеть, но блок синтеза должен быть спроектирован таким образом, чтобы его стабильность и чистота побочного продукта не подвергались риску, поскольку его емкость быстро снижается или увеличивается.

Солнечная и ветровая энергия могут дополнять друг друга в некоторых географических регионах, компенсируя друг друга. На ежедневной и еженедельной основе области высокого давления имеют тенденцию вызывать слабые приземные ветры, а также более чистое небо, способствующее солнечной энергии. С другой стороны, области низкого давления имеют тенденцию быть более ветреными, что способствует ветроэнергетике, но является более облачными. Затем на сезонной основе солнечная энергия достигает максимума в летние месяцы, в то время как во многих местах ветер имеет тенденцию к снижению, а в зимние месяцы наблюдается обратная тенденция. Коммунальные компании должны учитывать эту синергию между двумя возобновляемыми источниками энергии при планировании таких электростанций.

Вращающийся резерв не всегда может быть достаточно быстрым, чтобы обеспечить дефицит энергии, и также потребуется накопление энергии при высоком проникновении возобновляемой энергии или для изолированных и удаленных сетей. Установки для накопления энергии могут забирать избыточную мощность из сети, скажем, в непиковые часы, и возвращать ее в сеть при дефиците электроэнергии. В настоящее время доступен ряд вариантов для крупномасштабного накопления энергии, таких как накопление энергии накачкой воды и сжатого воздуха.

Насосная гидросистема содержит два резервуара для воды на разных высотах. Энергия накапливается в воде в качестве потенциальной энергии путем перекачки воды из

нижнего резервуара в верхний резервуар при одновременном потреблении энергии из сети. Во время энергопотребления вода из верхнего резервуара самотеком течет через гидравлическую турбину в нижний резервуар для подачи энергии в сеть. Это хорошо зарекомендовавшая себя технология для масштабного хранения энергии.

Хранение энергии сжатого воздуха использует компрессор с приводом от двигателя для сжатия воздуха под высоким давлением и его хранения в большом подземном пространстве, таком как соляная пещера или водоносный горизонт. Во время энергопотребления сжатый воздух протекает через турбину для подачи энергии в сеть. Турбина может работать на топливе, таком как дистиллятное масло или природный газ, и рекуператор может быть установлен ниже по потоку от турбины для предварительного нагрева воздуха перед его поступлением в турбину или камеру сгорания для повышения эффективности в зависимости от того, запущена ли турбина или нет. Такие установки успешно построены и эксплуатируются при использовании камер сгорания для нагрева.

Накопитель H_2 , батареи и электрохимические конденсаторы («суперконденсаторы») — это другие варианты, которые экономически выгодно исследуются для крупномасштабных применений хранения. H_2 может быть получен путем электролиза воды при электроэнергии может быть получена с использованием сохраненного H_2 в топливном элементе, в то время как ТОТЭ, которые могут также функционировать в качестве электролизеров, находятся в стадии разработки, чтобы снизить стоимость наличия отдельных блоков. Два способа хранения и подачи H_2 состоят из использования сплавов для хранения H_2 и жидкого H_2 , но имеют свои проблемы; существующие сплавы для хранения H_2 имеют низкую плотность хранения, в то время как жидкий H_2 требует охлаждения. Другие исследуемые способы хранения H_2 включает синтез NH_3 и органических гидридов, но недостаток с NH_3 является его токсичность, в то время как недостаток текущих органических гидридов является требование большого количества тепла для реакции дегидрирования для высвобождения H_2 .

12.5.1 Электрическая сеть сверхвысокого и сверхнизкого напряжения

Другой вариант заключается в создании «суперсетей» высокого напряжения с большой площадью с линиями постоянного тока, при этом передача постоянного тока имеет преимущество в более низкой стоимости и потерях, чем обычная передача переменного тока. Это позволило бы подключить возобновляемые источники энергии к нагрузкам, которые могут находиться на большом расстоянии. Сверхпроводящие линии передачи исследуются для таких применений, которые могут передавать через несколько сотен километров практически без потерь в линии.

С другой стороны, микросетки приобретают значительный интерес в качестве дополнения к мелким производителям распределенной электроэнергии. Примерами таких распределенных производителей энергии являются топливные элементы, газовые турбины (или микротурбины) и поршневые двигатели, работающие на природном газе или газе, полученном из биомассы, паровые турбины в котлах, работающих на биомассе, а также ветряные турбины и солнечные фотоэлектрические элементы, а также теплов двигатели, работающие на солнечной тепловой энергии. Поскольку топливные элементы на основе природного газа и производители на возобновляемой энергии имеют лучшее углеродное воздействие, чем обычная энергия, работающая на ископаемом топливе установка (т.е. без улавливания и удержания CO_2) регулирующие органы предоставляют денежные стимулы для поощрения их размещения и отмены экономических штрафов для небольших установок. Многие из ТЭЦ также небольшие, при этом как их вклад в электросеть увеличивается. Разумный подход к реализации этого возникающего потенциала распределенной генерации, состоящей из небольших генераторов, состоит в том, чтобы рассматривать генераторы и нагрузки вместе как подсистемы для формирования микросети, обеспечивающей локальный

контроль генераторов, который будет полезен во время помех. Аккумуляторы, которые в настоящее время подключены к микросети, поддаются небольшому хранению и могут сгладить любое несоответствие между генераторами и нагрузками.

ЛИТЕРАТУРА

- Betz A. Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. *Z Gesamte Turbinenwesen* 1920;26:307-309.
- Conti J, Holtberg P. *International Energy* Вых. look 2013. Washington, DC: Energy Information Administration (EIA); 2013.
- Edenhofer O, Madrugá RP, Sokona Y, Seyboth K, Matschoss P, Kadner S, Zwickel T, Eickemeier P, Hansen G, Schlömer S, von Stechow C, (eds.) *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge: Cambridge University Press; 2011.
- Heller P, Pfander M, Denkt, Tellez F, Valverde A, Fernandez J, Ring A. Test and evaluation of a solar powered gas turbine system. *Solar Energy* 2006;80(10):1225-1230.
- Kalina AI, Leibowitz HM. Application of the Kalina cycle technology to geothermal power generation. *Geothermal Resources Council Transactions* 1989;13:605-611.
- Kalogirou SA. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science* 2004;30(3):231-295.
- Lu X, McElroy MB, Kiviluoma J. Global potential for wind-generated electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 2009;106(27):10933-10938.
- Milcak H, Mirolli M, Hjartarson H, Husavikur O, Ralph M. Notes from the North: a report on the debut year of the 2 MW Kalina Cycle® geothermal power plant in Husavik, Iceland. *Transactions of the Geothermal Resources Council* 2002;26:715-718.
- National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy. 2014. Available at http://www.nrel.gov/wind/facilities_site_tour.html. Accessed May 28, 2014.
- Rogner HH, Barthel F, Cabrera M, Faaij A, Giroux M, Hall D, Kagramanian V, Kononov S, Lefevre T, Moreira R, Notstaller R, Odell P, Taylor M. *Energy resources, world energy assessment, energy and the challenge of sustainability*. World Energy Council Report. New York: United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs; 2000.
- Sones R, Krieger Z. Case history of the binary power plant development at the Heber, California geothermal resource. *Proceedings of the World Geothermal Congress*; May 28-June 10, 2000; Kyushu-Tohoku, Japan. Bochum, Germany: International Geothermal Centre, Bochum University of Applied Sciences. p 2217-2219.
- U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy. 2013. September 2013 monthly energy review. Available at <http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/#environment>. Accessed October 10, 2013.
- Uranium 2011: Resources, Production and Demand. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency; 2012.
- Walker G. *Stirling Engines*. Oxford: Clarendon Press; 1980.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- поглощение, 135-6
 насыщение, 159
 транспортная модель, 159
 поглощательная способность, 113
 газ, 114
 напор под воздействием ускорения, 85
 кислый газ, 137, 202, 247, 250, 283, 285-6, 289, 298, 315, 317
 кислотный дождь, 24
 фактор Аккермана, 155
 активированный уголь, 26, 159, 287, 345
 сульфидированный, 26, 317, 321
 активированный метилдиэтаноламин (aMDEA), 321
 коэффициент активности 62 3
 адсорбат 134,
 адсорбция, 134-5, 339
 перепад давления (PSA), 8, 134, 305, 316, 317, 319, 322, 346
 перепад температуры, 134
 Программа перспективного развития электроэнергетики, 353
 адвекция, 102
 аэродинамический двигатель, 172
 аэродинамический подъем, 91
 аппараты с механическими перемешивающими устройствами, 135
 воздушно-реактивный аппарат, 169
 воздушные изделия и химикаты, 333
 воздушная сепарация
 криогенный, 284
 повышенное давление, 284
 мембрана, 284
 стандартный воздушный цикл, 170
 щелочной сорбент, 247
 аминовая промывка, 10, 27, 136, 139, 250, 274-6, 285-6, 289, 303, 305, 309, 321
 соли аммония, 249, 278, 290
 распределение Андерсона-Шульца-Флори, 310
 отход животноводства, 17
 анод, 321
 отверстие, 370
 сплав золы, 283
 Aspen Plus®, 205
 Международная Ассоциация Развития Стоимостного Инжиниринга (AACSE), 222
 процесс охлаждения пара, 253, 270
 доступность, 194
 Avancore®, 309
 азеотроп, 139, 142
 перегородки
 распыление, 119
 продольный, 119
 сегментированный, 119
 поперечный, 118
 пыленакопитель с рукавными фильтрами, 246, 253
 базовая нагрузка, 172, 277, 371
 батарея, 335, 384, 385
 лучевое излучение, 366
 уравнение Бернулли, 68
 двоичный
 коэффициент диффузии, 133
 параметры взаимодействия, 61
 жидкая смесь, 139
 смесь, 62, 261
 растение, 375
 биологическая защита, 381
 биомасса, 17-19
 котел, 256
 характеристики, 19
 замкнутый цикл, 290
 совместное сжигание, 256-9
 гибридный тополь, 18
 гибридная ива, 18
 просо прутьевидное, 18-19
 древесная биомасса, 18-19
 сточные воды, 289
 лопатка
 загнутый назад, 91
 направленное затвердевание, 183
 фиксированный, 91
 загнутая вперед, 91
 импульсный, 186
 радиальный, 91
 реактивный, 186
 вращающийся, 91
 монокристаллический, 183
 доменный газ, 179
 продувка, 270
 воздухоудка, 97
 центробежный, 97
 положительное смещение, 97
 котел, 129-30
 на угле, 244- 56
 конвекционная секция, 129-30
 с твердым шлакоудалением, 245
 дымогарный, 129, 244
 с псевдоожигенным слоем, см. решетка с псевдоожигенным слоем, 256, 258
 радиационная секция, 129
 водотрубный, 129, 244
 с жидким шлакоудалением, 245
 кипящий
 пленка, 107
 ядерный, 107
 кипящий слой, 78
 кривая кипения, 10
 скорость образования пара, 147
 отношение количества пара, 147
 кубовой продукт 140

- Реакция Будуара, 299, 302, 344
 Брайтон
 цикл, 170
 Джордж, 170
 прорыв, 159
 Brown Boveri, AG, 292
 температура начала кипения, 140
 лопатка, 185
 горелка
 сухая 272
 канальный, 271
 низкий уровень NO_x , 248
 с предварительным смешением, 25, 272
 Калифорнийские независимые операторы
 электроэнергетической системы (CAISO),
 360
 трубчато-кольцевая камера сгорания, 176
 коэффициент использования
 установленной мощности (CF), 203, 364,
 365, 368, 376-7
 Capstone, 354
 углерод
 осаждение, 299, 300, 344
 пласт, 302
 углекислый газ, 26-8
 захват и хранение, 26-8, 250-251, 273
 очистка дымовых газов, 27, 250, 273
 предкамерное улавливание, 27, 273
 сокращение, 27-8, 377
 углеродное число, 10
 Карно
 цикл, 49, 230
 эффективность, 235
 катализатор
 дезактивация, 162
 сульфидированный, 302
 каталитический
 каталитический
 эффективность, 162
 понижающая передача, 176
 катод, 321
 керамическая
 решетка, 332
 гранулы, 380
 композит с керамической матрицей, 183
 керамический/керамический композит, 332
 цетановое число, 194
 рост цепи, 311
 цепная реакция, 378
 Индекс стоимости строительства объектов
 химической промышленности, 222
 теплопоглощение химическим
 компонентом, 318
 организация химических циклов, 330, 354
 химический потенциал, 132, 332
 хемосорбция, 134
 охлажденная вода, 326
 аналог Чилтона-Колберна, 155
 хлоракне, 23
 задресселированный поток, 72, 274
 системы с чистой энергией, 276
 объём камеры сжатия, 91
 охлаждение паром, циркулирующего по
 замкнутому контуру, 174
 уголь, 11-16
 антрацит, 12
 битум, 12-13
 классификация, 12
 очистка, 14, 246
 замкнутый цикл, 170-171, 292
 состав, 13
 расход, 14
 твёрдый горючий остаток топлива, 12-13
 лигнит, 12-13
 технический анализ, 12-13
 извлекаемый, 14
 несортированный, 14
 полубитуминозный, 12
 элементный анализ, 12-13
 летучее вещество, 12-13
 метана угольного пласта, 6, 250, 273
 коалесцирующие подушки, 76
 коэффициент полезного действия (КПД),
 325,
 коэффициент 362, тепловое расширение,
 104
 спутный поток, 110
 комбинированное производство
 электрической энергии и тепла, 173, 296,
 322, 336, 346, 350
 установка коксования, 11
 очистка холодным газом, 285
 колонна, 135
 диаметр, 157
 сливной коллектор, 144
 унос, 157
 затопление, 157
 перераспределение жидкости, 146
 упакованный, 145, 158-9, 247
 боковое вытягивание, 146
 калибровка, 146
 спецификация, 147
 распылитель, 146, 247
 поддон, 157
 протекающий, 157
 комбинированный цикл, 27, 1 28, 172-4,
 177, 180, 181, 184, 186, 203-8, 215, 264-87,
 383
 с внешним сжиганием, 292
 камера сгорания,
 каталитическая 185
 постоянный объём, 184
 диффузия, 274
 псевдооживленный слой,

- несколько очагов, 258
- предварительно смешанный, 181, 274
- приrost давления, 184
- импульс, 184
- вращающаяся печь, 258
- захваченный вихрь (TVC), 184
- связь, 257
- составная кривая, 208-12
- накопление энергии сжатого воздуха, 384
- сжимаемость
- коэффициент, 61
- жидкость, 85
- сжимаемый поток, 71-2
- сжатие
- адиабатическое, 47
- двигатель с воспламенением, 190
- изотермический, 47
- коэффициент, 172, 183, 184
- компрессор, 90-97
- осевой, 91, 95
- центробежный, 91
- характеристика, 92-4
- поршневого типа двойного действия, 92
- динамический, 90, 93
- многоступенчатый, 91
- положительное смещение, 90
- тепловой, 94-7
- поршневой, 91-2
- вращающийся винт, 92
- перенапряжения, 93, 181, 274
- коэффициент концентрации, 370
- одновременный, 110
- конденсация
- по каплям, 106
- плёночный, 106
- конденсатор, 111, 123
- частичный, 139
- обратный, 140
- проводимость, 101, 102-3
- зона проводимости, 102, 331
- коэффициент конфигурации, 113
- несущая конструкция, 380
- управление
- каскадное, 220
- производное, 220
- с обратной связью, 219
- с плавающим давлением, 186, 278
- регулирующая ступень, 186
- интегральное, 219-20
- замкнутая система, 220
- пропорциональное, 219-20
- стержни, 380
- постепенное снижение давления, 186, 278
- дресселирование, 186
- регулятор
- первичный, 220
- вторичный, 220
- регулятор смещения, 219
- конвекция, 101, 103-12
- принудительный, 103, 104-12
- естественная или свободная, 103-4
- конвективное охлаждение, 183
- охлаждение, 28- 9
- сухое, 28
- безвредная охлаждающая жидкость, 29
- сквозное, 28, 269
- технологий, 183
- башня, 28, 78, 111, 131, 143, 269
- сопряжённый продукт, 297
- стоимость
- оценка, 220, 222-5
- внешняя, 31
- внутренняя, 31
- противоток, 110
- ковалентный
- связь, 331
- кристаллы, 331
- загрязняющее вещество с установленным предельно допустимым содержанием, 22-6
- окись углерода, 23
- свинец, 25
- ртуть, 26
- окись азота, 24-5
- озон, 25
- твёрдые частицы, 25-6
- пероксиацилнитрат (PAN), 23
- оксид серы, 23-4
- летучие органические соединения, 23
- критическая скорость, 77
- поперечный поток, 110
- кристаллическая решетка, 331
- циклон, 246
- циклонная печь, 245
- мертвое состояние, 54
- деаэратор, 123, 239
- интегральный, 269
- декарбонизация, 27, 133, 164, 183, 274, 281, 296, 298, 303, 309
- декарбонизированный сингаз, 27, 183, 274, 289, 290, 305, 317
- градусы по API, 67
- осушители, 155
- деминерализованная вода, 254
- деминерализатор, 269
- Demkoles IGCC, 284
- древесные отходы, 256
- плотная фаза, 80
- плотность, 66
- обескислороживание, 305, 345, 347,
- функция отклонения, 61
- проектная основа, 198-205
- десорбция, 134, 135, 164, 333, 339
- десульфурация, 10, 131, 136, 247, 250, 286, 321

- ZnO, 345
 точка росы, 140, 182
 кислота, 238, 271
 углеводород, 182
 влага, 182
 дизель, 10
 Дизельный цикл, 190
 диэтаноламин (DEA), 8
 диффузия, 102
 эквимольный счетчик, 154
 Кнудсен, 159, 160
 молекулярный, 159
 многокомпонентный, 133
 собственный, 331
 коэффициент диффузии, 133
 эффективный, 133, 160
 газообразный реагент, 179, 346
 разбавленная фаза, 80
 диоксин, 18, 23, 249
 тарельчатый концентратор, 367
 дистиллят, 140
 дистилляция, 139-44
 экстракционный, 143
 распределенная генерации энергии, 6, 348, 349, 351, 385
 корреляция Диттуса-Боэлтера, 105
 отклоняющая заслонка, 271
 допант, 331, 332, 350
 коэффициент сопротивления, 75
 спадания 219
 разделение капель, 74-7
 сухая очистка, 259
 двойная щелочная система, 247
 формула Дюлонга-Пти, 4
- эксцентрический коэффициент, 61
 экономический анализ, 225-7
 экономика, 220
 экономия за счёт масштабов, 297
 экономайзер, 128, 129, 238-40, 253, 267, 269, 270, 335
 экотоксичность, 30
 эффективность
 адиабатическая, 95
 холодный газ, 282, 283, 318
 коллектор, 370
 сгорание, 176
 первый закон, 45-6, 57
 электростанция на топливе, 3
 изознтроп, 51
 лоток Мерффри, 142
 оптическая, 370
 политропный, 95
 второй закон, 57
 объем, 86
 эжектор, 90
 электрохимические конденсаторы, 384
- электрод, 254, 336
 пропитанные Pt, 349
 электродеионизация, 254
 электролиз, 335
 электролит, 336
 потеря, 343
 электромагнитный спектр, 102
 электронная дырка, 331
 коэффициент переноса электронов, 340
 электростатический осадитель (ESP), 246
 элементный баланс, 38
 коэффициент излучения, 113
 газ, 114
 поверхность, 102
 конец пробега (EOR), 213
 энергия
 потребление, 22
 урожай, 17-19
 истощение, 2
 внутренняя, 34
 кинетическая, 34
 на душу населения, 22
 потенциал, 34
 качество, 46
 источники, 2
 хранение, 361, 384
 цель, 209
 повышенная добыча нефти, 250, 273, 317
 обогащенный уран, 380
 энтальпия, 36
 энтропия, 49
 создание, 51-2
 окружения, 21-9
 воздействие, 30-31
 уравнение состояния, 61
 Пенг-Робинсон, 61
 ван-дер-Ваальс, 61
 равновесие
 химическое, 58
 состав, 59
 постоянное, 60
 тепломассоперенос, 148
 ступень, 148
 термодинамическое, 53, 58, 164
 парожидкостное, 61-4
 эквивалентная длина, 71
 уравнение Эргуна, 79
 замкнутый цикл Эшера Виса, 292
 эвтрофикация, 30
 испаритель, 128, 240, 267
 избыток воздуха, 37
 плотность обменного тока, 340
 эксергия, 54, 207, 208
 расширение
 адиабатическое, 47
 изотермическое, 47
 экспоненциальное изменение, 218

экстракция, 143
Эксон, 318

тканевый фильтр, 246
вентилятор, 97
осевой, 97
центробежный, 97
индуцированная тяга, 253
постоянная Фарадея, 332
зафлюгированный, 21
Фенске М.Р., 148
топливное сырьё, 382
первый закон Фика, 133
сделанный на месте, 201
пленка
кипящая, 107
конденсационный, 106
охлаждающая, 174
газовая, 332
жидкая, 106, 133
паровая, 107, 133
эффективность ребра, 108
огневой нагреватель, 129-30
температура обжига, 174, 183, 290
жидкости Фишера-Тропша, 297, 309-12
сланцеватый 381, 382
неподвижный слой, 77-9, 159
обратное зажигание, 181
блок-схема
блок, 205
процесс, 205, 212-15
система, 212-15
режимы потока, 67, 73-4
кольцевой, 74
пузырьковый, 73
крестообразный, 74
пенистый, 74
туманный, 74
пробочный, 73
глобулярный, 73-4
распыленный, 74
стратифицированный, 73
волнистый, 73
десульфурация дымовых газов (FGD), 136, 247, 249, 250, 253, 259, 260
рециркуляция дымовых газов, 25
псевдооживление
групповое, 77
непрерывное, 78
увлекаемый слой, 78
минимальная скорость, 80
псевдооживленный слой, 77-80, 244, 280
пенный, 256
циркулирующий, 245, 247, 256
сушилка, 255, 315
флюсующий материал, 283

пенообразование, 142, 145
туманообразование, 184
остатки лесного хозяйства, 17
ископаемые виды топлива
абиогенная теория, 5
биогенная теория, 2
загрязнения, 107, 117
четырёхтактный двигатель, 192
закон Фурье, 102
дробное восстановление, 148
свободное расширение, 51
свободный индекс разбухания, 283
Френель, 367, 368
рыхлый, 256
фрикционный
коробка, 52
Дарси, 70
коэффициент, 69
Феннинг, 69
форма, 69
Moody's, 70
кожа, 69
связанный топливный азот, 247-8
топливный элемент
расплавленный карбонат (MCFC), 318
фосфорная кислота (PAFC), 347-8
протонный обмен (PEMFC), 346, 349
твёрдый оксид (SOFC), 318, 350-351
стек, 344
топливо NO_x , 247, 257
использование топлива, 343
энергия топливного элемента, 349, 354
летучесть, 55
коэффициент, 62-3
неорганизованный выброс CH_4 , 6
фумарол, 371
фуран, 18, 23, 249
газификация, 12, 13, 18, 24, 203, 280-291, 296-302, 315, 318, 320, 354-7
газификатор, 298
фирма "Бритиш Гэз Лурги", 280
погруженный слой, 280, 282
псевдооживленный слой, 280, 281
General Electric, 282
газификатор, 315
Lurgi, 280
Подвижный слой, 280-281
Shell, 282
Siemens, 282
TRIG™, 281
Winkler, 281
бензин, 10
GateCycle™, 207
Геотермальный, 21, 371-9
потенциал, 21
гейзеры, 21, 371
свободная энергия Гиббса, 55

- минимизация, 58-60
- стандартное состояние, 60
- глобальное потепление, 2-3
- число Грасгофа, 103
- сточные воды, 289
- цикл Граца, 276
- GreatPoint Energy, 318
- парниковые газы, 3, 31, 250, 260, 351, 359
- серый
- радиатор, 113
- поверхность, 113
- сетка
- микро, 385
- стабильность, 360, 383-5
- супер, 385
- подземные воды, 371
- Grove, W., 336
- направляющая лопатка, 94, 177, 274
- гипс, 247
- класс H, 260
- хранение H_2 , 384
- галоген, 250
- опасный, 8, 31, 120, 129, 260, 287
- тепловая
- адсорбция, 160
- сгорание, 37
- пласт, 37
- насос, 255
- реакция, 37
- отбраковка, 200
- раствор, 136
- тепловой двигатель
- реверсивный, 49
- теплообменник
- с воздушным охлаждением, 117, 127
- канал, 119-20
- работающий на угле, 292
- двойная труба, 123
- подача/стоки, 212, 301
- плавающая головка, 119-20
- распределение жидкости, 122-3
- несъемный пучок, 121
- пластина, 124
- пучок съемный, 119
- оболочки, 111, 119
- и трубка, 117-27
- типы, 121 2-4, 119
- U-образная трубка, 119
- тепловой насос, 209, 255, 315
- парогенератор с рекуперацией тепла (HRSG), 76, 117, 128-9, 267, 272, 278, 290
- корпус, 128
- канальное или дополнительное зажигание, 128, 270
- прямоточный, 128
- форсирование топки, 128, 270
- промывки, 278
- теплообмен
- блок труб, 105-6
- коэффициент, 103-9
- трубы с ребрами, 108
- плоская горизонтальная труба, 103-4
- горизонтальная труба, 104-5
- общий коэффициент, 109
- труба, 104-5, 106-8
- плоская поверхность, 103-4
- значение нагрева
- выше, 3-4
- ниже, 3-4
- двигатель с тяжелой рамой, 172
- тяжелая вода, 380
- геотермальная установка Heber, 375
- высота, эквивалентная теоретической тарелке (NETP), 147
- высота блока передачи (HTU), 157
- гелиостат, 367
- Закон Генри, 63
- время задержки, 76
- горячий рассол, 21
- горячий источник, 21, 371
- горячий колодец, 123
- увлажнение, 136, 143, 290, 321
- противоток, 155, 289
- гибридный цикл, 330, 336, 351-6
- гидравлический радиус, 67
- гидрокрекинг, 311
- гидроэлектрик, 19-20
- ресурс, 20
- гидрологическая конвекция, 21, 371
- гидролиз, 305, 320
- гидротерм, 371, 372
- гидроочистка, 10
- идеальный
- газ, 37
- температура газа, 46
- раствор, 41, 63
- рабочее колесо, 81, 91
- осевой, 83
- лопатки, 83, 91
- открытые, 82
- полуоткрытый, 82-3
- бандажированный, 82-3
- лопатка, 81, 91
- непрямой цикл, 21, 31, 170, 291-2, 335, 351, 367, 369
- инертное повышение, 298
- инфракрасный, 102
- комбинированный цикл комплексной газификации (IGCC), 13, 27, 91, 136, 143, 155, 164, 183, 203, 203, 205, 208, 280-291, 296, 315-18,
- интегрированный газификационный топливный элемент (IGFC), 354-6,

- промежуточное охлаждение, 94, 136, 171, 183, 184, 193, 265
 межфазная зона, 153
 периодически работоспособные возобновляемые источники энергии, 360
 инвертор, 346, 357
 ионная проводимость, 332
 необратимый, 46
 теплообмен, 52
 класс J, 277
 реактивный двигатель, 172
 реактивное топливо, 10
 Коэффициент Джоуля-Томпсона, 182
 Значение K, 63, 140
 Цикл Калина, 62, 375
 керосин 10
 ключевой компонент
 тяжелый, 147
 легкий, 147
 газожидкостный сепаратор, 74
 уравнения Козени-Кармана, 79
 ламинарный поток, 67
 свалочный газ, 179, 346
 Ленгмюр, 134-5, 161
 Ленгмюра-Хиншелвуда, 164
 система сгорания обедненной смеси, 193
 нормированная стоимость электроэнергии, 226, 364, 368
 оценка жизненного цикла (LCA), 29-31, 227-8,
 ограничивающая плотность тока, 341
 линейный объектив, 366
 линейный объектив Френеля, 366-8
 сжиженный нефтяной газ (СНГ), 10
 уровень жидкости
 высокий, 76
 высоко-высокий, 75
 низкий, 75
 низко-низкий, 75
 нормальный, 75
 следование за нагрузкой, 204, 297
 среднелогарифмическая разность температур (LMTD), 110
 LPMEON™, 303
 магма, 371
 магнитное поле, 356
 магнитогидродинамика (МГД), 330, 256-7
 замкнутый цикл 356-7,
 массообмен 357
 коэффициент, 134, 149, 154-6, 160
 конвективный, 133-4
 диффузионный, 132
 массовая скорость, 71
 мембранный
 керамика, 331
 электронная проводимость, 333
 металл, 331
 микропористый, 333
 смешанный ионный и электронный, 333, 340
 сепарация, 330
 карбонил металла, 287
 металлическое напыление, 299, 300
 пассиватор металла, 255
 метанол
 побочный продукт, 297
 дистилляция, 142
 растворитель, 285
 спецификация, 306, 307
 синтез, 300, 302-5
 микротурбин, 178, 353
 остаток мельницы, 17
 удаление туманов, 74-5
 Mitsubishi, 353
 ионный обмен со смешанным слоем, 269
 смешанное оксидное топливо, 383
 замедлитель, 380
 графит, 382
 молярный флюс, 133
 хранилища расплавленной соли, 369
 моноэтаноламинов (MEA), 8, 136, 275
 государственных университетов Монтаны, 354
 твердые бытовые отходы, 17-18, 256, 258-9
 нефть, 10
 природный газ, 4-8
 состав, 5-6
 пиковые энергетические нагрузки, 347
 сланцевая глина, 6-7
 природный газ
 газа в плотных породах, 6
 нетрадиционный, 6
 уравнение Нернста-Эйнштейна, 332, 333
 эффективный положительный напор на всасывании насоса (NPSH), 84-5
 нейтроны
 сечение поглощения, 382
 быстрый, 378
 тепловой, 380
 Ньютоновские жидкости, 67
 второй закон Ньютона, 68
 закись азота, 24
 NO
 топливо, 24
 быстрый, 24
 тепловой, 24
 неидеальное поведение, 60-64
 не выщелачиваемый, 260, 320
 сопло, 175, 180 182, 185
 ядерный, 16-17, 378-83,
 критичность 378
 делящийся, 16
 деление, 16, 378

- делящиеся изотопы, 16
- слияние, 378, 379
- реакторы, 378-9
- сверхкритичность, 378
- оружие, 378
- числа передачи
- единица (НТУ), 156
- критерий Нуссельта, 103
- удаляющее O₂, химическое вещество, 254, 269
- октановое число, 190, 195
- одорант, 3
- смещение, 219
- единицы смещения, 290
- закон Ома, 340
- нефтеносный сланец, 16
- кероген, 16
- олигомеризация, 311
- прямоточное охлаждение, 254
- единицы на месте, 290
- воздушное охлаждение открытой цепи, 174
- напряжение разомкнутой цепи, 339
- разомкнутый цикл, 170
- органический цикл Ренкина (ORC), 62, 260-262, 373
- измеритель отверстия, 87-9
- Orimulsion™, 282
- Цикл Отто, 190
- двухступенчатое сжигание топлива, 248
- использование окислителя, 343
- окисление, 337
- сгорание кислорода, 250, 276, 357
- транспортировка ионов кислорода, 331, 332
- слой раздробленного угля, 159
- набивка
- эффективность, 145
- седла intelox, 146
- кольца Пала, 146
- случайный, 146
- кольца Рашига, 146
- структурированный, 146
- отходы бумажной промышленности, 17
- параболический отражатель, 367
- параллельный поток, 110
- пик
- потребность, 172
- загрузка, 173, 277, 371, 383
- перовскит, 350
- нефтепродукт, 9-11
- кокс, 11, 282
- потребление, 11
- опреснитель, 10
- дистиллят, 10
- перегонка, 9-10
- извлекаемый, 11
- остатки, 10
- вакуумная перегонка, 10
- поэтапное сооружение, 277
- физосорбция, 134
- пинч анализ, 207-12
- труба
- скорость эрозии, 81
- потеря тепла, 114-16
- скорость жидкости, 81
- шероховатость, 69
- номер графика, 87
- скорость пара, 81
- двухфазная скорость потока, 81
- трубопровод, 81
- стоимость установки, 220-225
- плазма, 356, 379
- пробочный поток, 159
- пневматический транспорт, 78
- полярная система, 61
- поляризации
- активация, 340
- концентрация, 340, 341
- Ом, 340
- Polk county IGCC, 284, 286
- Конденсация пор, 289
- поры
- макроскопический, 134, 159
- микроскопический, 134, 159
- пористость, 78-9
- пористый слой, 77
- потенциал
- разомкнутая цепь, 338
- эталонный, 338
- стандартный, 338
- стабилизация питания, 346
- число Прандтля, 103
- Praxair, 333
- предварительное зажигание, 181
- горелка с предварительным смешиванием, 176
- предварительный преобразователь, 299
- давления
- барометрический, 200
- критический, 60
- литостатический, 371
- частичный, 63
- псевдокритический, 61
- соотношение, 172, 177
- пар, 63
- падения давления
- фитинги, 70, 72, 74
- псевдооживленный слой, 80
- уплотненный слой 79
- трубы, 69, 72, 74
- первичный двигатель, 169
- Pro/II®, 205
- технологическая переменная (PV), 219

- быстрое NO_x, 248
- пропорциональный
- полоса, 219
- усиление, 219
- Pu-241, 378
- гаситель пульсаций, 92
- насос, 81-90
- воздушный, 81
- осевой, 81, 83
- питательная вода котла (BFW), 82
- кулачок, 83
- кожух, 82
- центробежный, 81-3
- характеристики, 86
- кривая, 86
- диафрагма, 84
- диффузор, 81
- выброс, 91
- двойное всасывание, 83
- гидравлический КПД, 86
- кинетический, 81
- смешанный поток, 82
- многоступенчатых, 82
- периферийный, 81
- поршневой тип, 84
- положительное смещение, 81, 83-7
- мощность, 85-6
- радиальный поток, 81
- возвратно-поступательное движение, 81, 83-6
- вращающийся, 83
- скользящие лопасти, 83
- вакуум, 81, 83
- лопасти, 83
- гидроаккумулирующая система, 384
- продувочный газ, 299
- пиролиз, 256
- Rachford, HH, 152
- излучение, 101, 112-16
- длина лучи, 113
- газ, 113-14
- радиоактивные отходы, 381, 382-3
- Ренкин
- цикл, 230
- сверхкритический, 241, 261
- суперсверхкритический, 241
- закон Рауля, 63
- исчисление основанный на тарифных ставках, 152
- число Рэлея, 104
- коэффициент реакции, 164
- реактор
- адиабатический, 162, 164, 166, 273, 289, 300
- продвинутый, 163
- реактор с расширенным воспроизводством ядерного топлива, 382
- объемное равновесие,
- модель 164
- каталитический, 162
- корольки, 307
- фиксированный слой, 162, 311
- псевдооживленный слой, 162, 163, 311-12
- с газовым охлаждением, 381
- изотермический, 300, 301
- мембрана, 334
- микроканала, 163
- пула, 309
- вода под давлением, 380
- реактор (*продолжение*)
- слой взвешенного осадка, 162, 163, 305, 312
- вода сверхкритического давления, 381
- транспортная модель, 164
- слой со струйным течением жидкости, 162, 163
- трубчатый, 162
- цикла дозирования реактора/детандера, 321
- скорость повторного кипения, 147
- ребойлер, 123-7
- принудительная циркуляция, 124-6
- чайник, 124-6
- прокачивать, 124-6
- термосифон, 124-6
- Rectisol®, 285
- рекуперативный цикл, 171, 178, 384
- рекуперация, 171, 178, 322, 354
- химическая, 350
- восстановление, 337
- отходы нефтепереработки, 282 +
- отражательная способность, 113
- флегма, 139, 140, 147-9, 157
- всего, 148
- рефлюксное отношение, 148
- минимум, 148
- преобразователь, 298, 345
- автотермический (ATR), 300, 307
- каталитического частичного окисления, 273, 299
- комбинированных SMR и ATR, 300
- нагреваемый газом SMR, 300
- теплообмен, 299
- пар метан (SMR), 143, 299, 300, 303, 307, 309
- реформинг, внутренний, 346, 350
- REFPROP, 61
- охлаждение
- поглощение, 322
- с тепловым приводом, 46
- поглощение LiBr, 322, 325-8
- поглощение NH₃, 322
- потенциал жидкого природного газа, 54
- мусорное топливо, (RDF), 258, 260,
- регенеративный

- цикл 178
 подогрев питательной воды, 238
 нагрев, 98, 175, 236, 265-6
 нагреватель, 128
 относительная волатильность, 139, 284
 возобновляемый источник энергии, 17-22
 коэффициент сопротивления, 70
 ограничительное отверстие, 72
 обратный осмос, 254
 обратимый, 46
 реакция, 58
 число Рейнольдса, 67, 79
 Райс Дж.Д., 152
 работающий на обогащённой смеси, 193
 вулканический пояс тихого океана, 372
 Rolls Royce, 353
 температура на входе ротора, 174
 Второй закон анализа, 53-7
 сейсмическая зона, 202
 селективное каталитическое
 восстановление (SCR), 248, 259, 272, 290
 селективное некаталитическое
 восстановление (SNCR), 248, 259
 селективность, 143
 Selexol™, 27, 136, 139, 286-9, 317, 321
 полупроводник, 331
 n-тип, 331
 p-тип, 331
 канализация, 17
 фактор формы, 79
 сдвиг, 66
 смещение
 реактор, 166, 273, 289, 298, 300-301, 317, 321
 кислый, 289, 302
 сладкий, 166, 300-302
 цех изготовления, 201
 Siemens, 353
 силоксан, 182, 346
 SimaPro, 228
 простой цикл, 171-2, 265
 имитация
 динамическая, 215-19
 стационарное состояние, 205, 215
 монокристаллическое оксидное волокно, 183
 место
 доступ, 201
 топография, 201
 кальцинированная сода, 247
 солнечный, 20, 365-70
 концентратор, 366
 проникновение энергии, 361
 отраженное от земли излучение, 366
 излучение, 370
 потенциал, 20
 излучение, 366
 излучение неба, 366
 твердожидкостная система, 77-81
 растворитель
 химический, 27, 274, 286
 физический, 27, 273, 286
 скорость звука, 72
 воздухоудвка сажи, 246 сорбция, 134
 кислый газ, 7, 8, 289, 302, 317
 кислая вода, 139, 289, 317
 Sвых.hern California Edison, 353
 двигатель с искровым зажиганием, 190
 удельный
 мощность, 172
 скорость, 84
 скорость всасывания, 85
 удельный вес, 67
 удельная теплоемкость, 42, 102
 спецификация, 200
 исходное сырье, 200
 топливо, 200
 вращающийся резерв, 383, 384
 самопроизвольное воспламенение, 256
 ступень
 КПД, 142
 равновесный, 147
 многоступенчатый, 140 однократных, 139
 ступенчатое сжигание, 25
 Stamicarbon, 309
 стандартное состояние, 37
 начало цикла (SOR), 213
 функция состояния, 39
 пар
 двойной цикл давления, 266-7
 барабан, 76, 240, 267
 впрыск, 176
 качество, 111
 сепаратор, 76
 тройной цикл давления, 266-71, 290
 Стефана-Больцман
 постоянный, 113
 уравнение, 113
 ступенчатое изменение, 218
 двигатель Стерлингов, 367
 стехиометрическое
 число, 302
 отношение, 302
 реакция, 38
 стокер
 решетка, 244, 258
 перепитка, 245
 подвеска, 244
 нижняя подача, 245
 зачистка, 136
 легированный стронцием манганит
 лантана, 350
 переохлаждение, 240
 SudChemie, 287

- частицы сульфата, 24
- извлечение серы, 286
- Клауса, 289
- суперконденсаторы, 384
- наддув, 193
- сверхкритический, 241, 251-5, 261
- бойлер, 251-3
- приведенная скорость, 77
- перегреватель, 128
- пластина, 253
- первичных, 253
- перегревание, 233, 261, 270
- цепь питания, 29-31
- поверхностный конденсатор, 111, 123, 269, 278
- с воздушным охлаждением, 269
- поверхностная миграция, 159, 339
- поверхностное натяжение, 107
- время всплеска, 75
- симметрия энергетического барьера, 340
- синтетическое топливо, 297
- системная кривая, 86
- Уравнение Тафеля, 340
- тектоническая плита, 21, 371
- труба с тефлоновым покрытием, 238, 271
- температура
 - критическая, 60-61
 - переходной, 111
 - сухой термометр, 200
 - пинч, 111, 266
 - псевдокритический, 61
 - диапазон, 111
 - подъем, 111
 - мокрый шарик, 200
 - Теннесси Истман, 287, 303
 - конечная скорость, 75
 - Th-232, 378, 382
 - три Ts, 249
 - тепловой
 - барьерное покрытие, 183, 274
 - проводимость, 102
 - разбавитель, 144, 173, 274, 284, 286, 289, 290, 315
 - термический NO_x, 247, 248, 257
 - тепловой накопитель, 368
 - тепловая жидкость, 261
 - Термофлекс, 207
 - постоянная времени, 219
 - относительная скорость винта, 363
 - извилистость, 160
 - общая конструкция системы охлаждения, 287
 - следы металлов, 249-51
 - переходная деталь, 176
 - трансмиссия, 385
 - охлаждение за счёт испарения, 183
 - лоток
 - дымоход, 146
 - разгрузка, 144
 - эффективность, 149
 - захват, 142, 144, 145
 - подача, 148
 - перфорированный, 144
 - сито, 144
 - клапан, 145
 - лотковый концентратор, 366-8
 - трубный лист, 119-21
 - фиксированный, 121
 - Ассоциация производителей трубчатых теплообменников (ТЕМА), 117
 - отладка, 220
 - турбина
 - осевая, 98, 185, 187
 - сгорания, 170
 - конденсирующий пар, 186
 - расширение, 98-9
 - газ, 6, 23, 27, 36, 76, 170, 265
 - гидравлический, 20, 195, 196
 - мощность, 98-9
 - радиальный, 98, 187
 - пар, 6, 185, 253-5
 - ветер, 21, 360
 - турбонаддув, 193
 - турбомашина, 81-99
 - турбулентный поток, 67
 - двухфазный поток, 72-7
 - двухтактный двигатель, 192
- Андервуд, 148
- блочная работа, 117
- типовой процесс, 117
- United Technologies, 348
- Калифорнийский университет, Ирвин, 353
- уран, 16
- извлекаемая руда, 17
- U-233, 378
- U-235, 16, 378
- U-238, 16, 378, 382
- древесные отходы города 17, 256
- мочевина, 305-9
- клапан
 - запорный, 87
 - контрольный, 87, 94
 - шаровой, 87
- силы Ван-дер-Ваальса, 134

Комплексный и фундаментальный подход к изучению устойчивого и экологически безопасного преобразования топлива в электроэнергию и сопутствующего производства синтетических топлив и химических соединений

Производство электричества, равно также как и процессы, связанные с получением химических элементов играют немаловажную роль в обеспечении современного образа жизни; тем не менее, рассматривая экологическую безопасность такого образа жизни, следует принимать во внимание факторы воздействия на окружающую среду. В книге «Устойчивое и экологически безопасное преобразование энергии в электроэнергию и сопутствующие продукты» представлено описание единого, комплексного и фундаментального подхода к изучению устойчивого и экологически безопасного преобразования топлива в электроэнергию, и как вариант, с сопутствующим производством синтетических топлив с выделением химических соединений.

Книга начинается с введения в энергетические системы, представляя описание различных энергетических ресурсов: природный газ, нефть, уголь, биомасса и другие возобновляемые источники, а также источники ядерной энергии. Обсуждается распределение ресурсов, чтобы особо подчеркнуть неравномерное наличие и ограниченную доступность некоторых из них. Каждая тема в книге приведена в полном объеме и достаточно подробно, переходя от теоретических к практическим точкам зрения, существенных для инженеров, вовлеченных в процесс разработки современных энергетических установок.

Возможно выделить следующие отличительные особенности книги «Устойчивое и экологически безопасное преобразование энергии в электроэнергию и сопутствующие продукты»:

- Обсуждается воздействие использования энергоресурсов на окружающую среду, наряду с представлением анализа цепочки поставок и жизненного цикла, чтобы подчеркнуть тот холистический подход, который необходим для достижения экологической безопасности. Здесь рассматриваются вопросы не только связанные с основным парниковым газом CO₂, но также и другие загрязняющие вещества с установленным предельным содержанием в выбросах, - что крайне важно для поддержания безопасности всей планеты.
- Изучаются основополагающие принципы и их применение в инженерном деле, включая термодинамические характеристики, динамику жидкостей и процессы тепломассопереноса; эти принципы положены в основу последующих глав, более узко рассматривающие технологические процессы.
- Приводится подробное описание особых тем, связанных с энергетическими установками: работа динамических установок (первичных двигателей), системное проектирование, цикл Ренкина, комбинированный цикл Брайтона-Ренкина, а также такие новейшие разработки как: высокотемпературные мембраны и топливные элементы.
- Сегодня экологически безопасное преобразование энергии является наиболее активно изучаемой областью в рамках научных исследований. Книга, достаточно глубоко охватывая междисциплинарные основные понятия всецело заключает в себе самостоятельную основу для изучения, и подходит как для различных инженерно-технических дисциплин, так и химиков-аналитиков, работающих в сфере безопасного преобразования энергии.

АШОК РАО, доктор PhD признанный авторитетный деятель государственного и международного уровня в области преобразования энергии, который внес весомый вклад в развитие этого направления за последние 40 лет существования промышленности; главный научный сотрудник по вопросам энергетики, работающий над программой усовершенствования энергии и энергетики Калифорнийского университета. За время своей работы в корпорации «Fluor» на должности директора отдела Технологии производства был удостоен звания старшего научного сотрудника. В 2011 приглашен в качестве ответственного редактора в журнал Американского общества инженеров-механиков «Journal of Engineering for Gas Turbines and Power», и выступал докладчиком по ключевым

WILEY



WILEY