

Федеральное агентство по образованию РФ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
Красноярский государственный технический университет

Е.А. Бойко

ВВЕДЕНИЕ В СПЕЦИАЛЬНОСТЬ ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

(учебное пособие)

Красноярск 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Источники энергии	3
1.1. Общая классификация источников энергии	3
1.2. Общие сведения об органическом топливе и его классификация	5
1.3. Виды органических топлив	8
1.4. Ядерное топливо	25
2. Тепловые электрические станции	32
2.1. Типы электростанций	32
2.2. Тепловые конденсационные электрические станции на твердом топливе	33
2.3. Тепловые электростанции на жидком топливе	73
2.4. Тепловые электростанции на газообразном топливе	77
2.5. Газотурбинные электростанции	78
2.6. Парогазовые установки электростанций	81
2.7. Электрическая часть электростанций	84
3. Атомные электрические станции	87
3.1. Принцип работы и устройство ядерного реактора	88
3.2. Классификация ядерных реакторов	91
3.3. Первая АЭС	93
3.4. Типы атомных электростанций	96
3.5. Принципиальные тепловые схемы атомных ТЭЦ и станций теплоснабжения	99
4. Экологические аспекты при работе АЭС и ТЭС	101
4.1. Снижение вредных выбросов АЭС	101
4.2. Защита окружающей среды от выбросов ТЭС	108
5. Альтернативные способы получения электрической энергии	156
5.1. Гидравлические электрические станции	156
5.2. Магнитогидродинамическое преобразование энергии	160
5.3. Термоэлектрические генераторы	164
5.4. Изотопная энергетика	166
5.5. Термоэмиссионные генераторы	167
5.6. Электрохимические генераторы	169
5.7. Геотермальные электростанции	171
5.8. Использование морских возобновляемых ресурсов	173
5.9. Солнечные электростанции	174
5.10. Использование энергии термоядерных реакций	176
6. Самостоятельная работа студента	181
6.1. Выбор темы	181
6.2. Оформление реферата	181
6.3. Вопросы к устному зачету	182
Литература	184
Приложение	185

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее учебное пособие написано в соответствии с программой курса «Введение в специальность» для студентов специальности «Тепловые электрические станции» дистанционной формы обучения.

Цель данного пособия - ввести первокурсника в мир его будущей специальности.

Дисциплина «Введение в специальность» является одной из самых первых, которая знакомит студента со всеми разделами современной энергетики:

основными процессами получения энергии;

принципами работы и устройства энергетических установок, повышения эффективности их работы;

современным состоянием и перспективами развития энергетики.

Особое внимание в пособии уделяется изложению современных способов подавления вредных выбросов тепловых и атомных электростанций и эффективных способов получения электрической энергии.

Очень важным является не только ознакомить студента с курсом «Введение в специальность», но и заинтересовать его своей будущей специальностью. Это во многом будет определять творческую активность студента во время обучения в вузе и его дальнейшую инженерную или научную деятельность.

В учебном пособии приводится большое количество иллюстраций (рисунков), отражающих физическую сущность протекающих процессов и дающих возможность студенту глубже ознакомиться с энергетическими схемами и устройствами.

Автор выражает глубокую признательность всем сотрудникам кафедры «Тепловые электрические станции» КГТУ за ценные замечания при подготовке рукописи.

1. ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

1.1. Общая классификация источников энергии

Источники энергии по признаку образования в настоящее время подразделяются на невозобновляемые и возобновляемые. Невозобновляемые источники энергии, в свою очередь, по признаку получения классифицируются на первичные и вторичные /1/.

Общая классификация источников энергии

Невозобновляемые		Возобновляемые
первичные	вторичные	
Органическое топливо: уголь нефть природный газ горючие сланцы Ядерное топливо: U 235 торий Термоядерное топливо: дейтерий	Продукты переработки органического топлива: кокс, полукокс жидкие топлива, получаемые из нефти генераторные газы искусственное жидкое топливо Горючие газы: доменный газ коксовый газ конверторный газ газы нефтепереработки Ядерное топливо: плутоний 239 Электроэнергия	Биомасса: древесина торф Лучистая энергия Солнца Механическая энергия: рек морских приливов и отливов ветра Тепловая энергия: недр земли океанская тепловая энергия

Исследования, связанные с попытками более или менее достоверно оценить ресурсы невозобновляемых первичных источников энергии, проводятся рядом крупных международных организаций. На конгрессах МИРЭК (Мировой энергетической конференции), которые проводятся раз в три года, подводятся итоги изучения мировых энергетических ресурсов. Полученные оценки энергетических ресурсов следует рассматривать как условия, дающие примерное представление о запасах этих ресурсов.

Мировое производство энергетических ресурсов в соответствии с прогнозом МИРЭК к 2020 г. составит от 20 до 27 млрд. тонн условного топлива или 163–204 млрд. МВт·ч.

Доля органических топлив в структуре мирового производства энергии в настоящее время не превышает 87 %. Увеличение мирового производства энергии будет происходить при снижении доли органических топлив до 70 % в 2020 г. В абсолютных величинах вклад органических топлив возрастет в 1,6–2 раза, достигнув 14–19 млрд. т в 2020 г. по сравнению с 9 млрд. тонн в 1980 г. /1/.

Как видно из табл. 1.2, термоядерная энергия может стать практически неисчерпаемым источником энергоснабжения. Прогнозные оценки свидетельствуют о том, что в первые десятилетия XXI в. не произойдет коренной технологической перестройки в структуре производства энергетических ресурсов, новые технологии начнут только внедряться.

Оценка ресурсов энергии на Земле

Наименование ресурсов	Количество энергии, МВт·ч
Невозобновляемые источники энергии (общие запасы):	
термоядерное топливо	$100000 \cdot 10^{12}$
ядерное топливо	$547 \cdot 10^{12}$
органическое топливо	$55 \cdot 10^{12}$
Возобновляемые источники энергии (за период возобновления один год):	
энергия солнечных лучей, достигающих земной поверхности	$580 \cdot 10^{12}$
энергия морских приливов и отливов	$70 \cdot 10^{12}$
энергия ветра	$1,7 \cdot 10^{12}$
энергия рек	$0,018 \cdot 10^{12}$

В перспективе в XXI в. лучистая энергия Солнца будет широко применяться лишь для нужд отопления, горячего водоснабжения. Развертываются работы по созданию солнечных электростанций, основанных на применении солнечных концентраторов совместно с паротурбинным циклом, либо на использовании технологии прямого преобразования лучистой энергии Солнца в электричество.

Потенциальные ресурсы энергии ветра могут быть эффективно использованы лишь в ограниченных районах.

Общее количество геотермальной энергии, содержащейся в недрах Земли на глубине до 10 км, на порядок превышает ресурсы всех видов органического топлива вместе взятых. При современном развитии науки и техники практическое применение может получить лишь очень незначительная часть этих ресурсов, содержащаяся в подземной горячей воде и паре. Основная часть этих ресурсов имеет слишком низкий потенциал и может быть использована лишь в качестве источника теплоты для нужд теплоснабжения. Вышесказанное позволяет сделать вывод о том, что органическое топливо является и в перспективе до первой четверти XXI в. останется наиболее распространенным первичным источником энергии теплотехнических процессов.

1.2. Общие сведения об органическом топливе и его классификация

В настоящее время топливом называют вещество, выделяющее при определенных условиях большое количество тепловой энергии. Известны две крупные группы топлив, различающиеся по принципу выделения энергии: ядерное топливо, выделяющее энергию в результате ядерных преобразований, и органическое топливо, которое выделяет энергию при окислении горючих

элементов, входящих в состав этого топлива. Преобразование энергии органического топлива в теплоту осуществляется в результате горения.

Горение – сложный физико-химический процесс взаимодействия топлива с окислителями, сопровождающийся интенсивным выделением лучистой и тепловой энергии.

В теплотехнологических процессах в качестве окислителя используется воздух, который в ряде случаев обогащается дополнительным количеством кислорода.

Особенности различных видов органического топлива отражаются в классификациях. Например, общая классификация различает топливо по агрегатному состоянию и способу добычи и получения.

Все природные виды топлива (кроме древесины) являются практически невозобновляемыми ископаемыми топливами. Они различаются, главным образом, в зависимости от условий образования и от их геологического возраста.

Генетической основой твердых топлив являются различные растения и микроорганизмы, жившие миллионы лет назад, органическая масса которых в условиях ограниченного доступа воздуха при различных температурах и давлениях подвергалась распаду с последующим образованием новых веществ. В результате этих преобразований в органической массе увеличивалось содержание углерода и уменьшалось содержание кислорода, водорода и азота. Этот процесс, протекавший в зависимости от внешних условий с различной интенсивностью, назван процессом углефикации органической массы.

В процессе углефикации образовались плотные углеродистые соединения ископаемых топлив. В формировании твердых топлив принимали участие такие вещества, как углеводы, лигнин, воски, смолы, белки и некоторые другие вещества, входящие в состав высших растений и микроорганизмов. Лигнин – вещество, заполняющее межклеточное пространство высших растений в ходе биохимических процессов, превращается в лигнинные, а затем в гумусовые кислоты, способствующие протеканию процессов углефикации. Ископаемые топлива, образованные главным образом путем соответствующих преобразований с лигнином, называются гумусовыми и отличаются пониженным содержанием водорода в органической массе топлива. Представителями гумусового вида топлив являются: торф, каменные и бурые угли.

Другой вид ископаемых топлив, образованных в результате распада остатков одноклеточных организмов, которые под слоем воды превращались в гниющий ил, – это сапропель, представляющий собой начальную (торфную) стадию углефикации. Угли, образовавшиеся таким образом, называются сапропелевыми углями и отличаются повышенным содержанием водорода в органической массе топлива.

Первичной стадией углефикации по любому типу образования топлива является превращение органической массы в торф, который представляет собой наиболее геологически молодое ископаемое топливо, отличающееся от углей более высоким содержанием кислорода, азота и водорода.

Дальнейшее превращение торфяной массы приводит к последовательному образованию бурых углей, каменных углей и антрацитов. Последние характеризуются наиболее глубокой стадией углефикации первичной органической массы.

К ископаемым твердым топливам относятся также горючие сланцы, представляющие собой твердые известковые или глинистые породы, пропитанные нефтеподобными органическими веществами сапропелевого происхождения.

Нефть и природные горючие газы также образовались в результате длительных изменений растительных и животных остатков в особых геологических условиях, приведших к образованию различных жидких и газообразных углеводородных соединений.

Искусственные топлива отличаются большим разнообразием (табл. 1.3) и получаются либо в результате специальной переработки природных топлив с целью улучшения их качества или получения на их основе новых видов топлива, либо как горючие технологические отходы различных производств.

Таблица 1.3

Общая классификация органического топлива

Виды топлива		
Органическое	Природное	Искусственное
Твердое	Древесина, торф, бурые угли, каменные угли, полуантрациты и антрациты, горючие сланцы	Полукокс, кокс, древесный уголь, брикеты
Жидкое	Нефть	Продукты переработки нефти: бензин, лигроин, керосин, газойль, соляровое масло, мазут. Продукты переработки твердого топлива: смолы
Газовое	Природные газы чистогазовых месторождений, попутные газы	Газы – отходы технологических процессов: коксовый, доменный, нефтезаводские газы и др. Газы, полученные в специальных установках: генераторные (водяной, воздушный, смешанный), газ подземной газификации угля и др.

Важнейшим видом искусственного твердого топлива является кокс, получаемый в результате пирогенетического разложения некоторых видов каменных углей, осуществляемого в специальных печах без доступа воздуха при 900–1100 °С.

Кокс является основным технологическим топливом в процессе получения чугуна в доменных печах. При коксовании угля из него получают смолу и

коксовый газ, который после очистки и выделения ценных химических продуктов широко используется как искусственное газовое топливо.

Аналогично процессу коксования, но при 500–700 °С, осуществляется полукоксование углей, в результате которого получают искусственное твердое топливо – полукокс, а также смолы и полукоксовый газ, используемые как сырье для химической переработки и частично как топливо.

Большое количество различных искусственных топлив получается при переработке нефти, осуществляемой с целью выделения из нее легкокипящих дистиллятных топлив: бензина, керосина, лигроина и т. д., используемых затем в качестве транспортного или моторного топлива. В результате переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах получают тяжелые остатки – мазут, который является основным жидким топливом для различных промышленных печей и тепловых электростанций. При термохимической переработке нефти или тяжелых нефтепродуктов одновременно с дистилляционными топливами получают значительное количество различных горючих газов (нефтезаводские газы), содержащих различные углеводороды и являющихся качественным газовым топливом.

Доменный газ является горючим отходом процесса выплавки чугуна в доменных печах. Этот газ служит основной составляющей топливного баланса металлургических заводов. Основными потребителями доменного газа считаются доменные воздухонагреватели, энергетические котлы, коксовые батареи и нагревательные печи.

Большим разнообразием отличаются генераторные газы – горючие газы, получаемые в специальных аппаратах – газогенераторах путем газификации различных твердых топлив (природных и искусственных) с применением в качестве окислителей воздуха, водяного пара, паровоздушных или парокислородных смесей. Получаемые генераторные газы используются как газовое топливо или как сырье для последующей химической переработки.

В зависимости от характера использования органическое топливо может быть разделено на несколько групп:

1. Энергетическое топливо, используется для получения тепловой и электрической энергии, около 70 % его приходится на ТЭС, работающие на таких органических топливах, как уголь (26 %), мазут (19,6 %), газ (30,3 %), торф (0,2 %).

2. Промышленное топливо – основной источник энергии для высокотемпературных технологических установок и систем.

1.3. Виды органических топлив

1.3.1. Естественное твердое топливо

К естественному твердому топливу относятся торф, бурые и каменные угли, полуантрациты и антрациты, горючие сланцы. Основными видами искусственного твердого топлива являются продукты термохимической переработ-

ки естественных топлив: кокс, полукокс, древесный уголь. Иногда к искусственным твердым топливам относят продукты механической переработки естественных топлив – угольную пыль, торфяные, буроугольные или каменноугольные брикеты.

Некоторые усредненные характеристики естественного твердого топлива приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Характеристики основных видов естественного твердого топлива

Вид топлива	Состав горючей массы, %					Зольность и влажность, %		Выход летучих V^r , %	Q_H^p , МДж/кг
	C^r	H^r	O^r	N^r	$S_{ор+к}^r$	A^c	W^p		
Торф	57,8	6,0	33,4	2,5	0,3	5–12,5	40–50	До 70	8,38–10,47
Бурый уголь	55–78	4,5–6,5	15–30	0,6–1,6	0,3–6,0	15–25	15–60	До 60	7,33–20,31
Каменный уголь	75–90	4–6	3–13	1,0–2,7	0,5–6,0	5–45	3–13	9–50	23,00–27,23
Антрацит	90–96	2–3	1–3	0,5–1,0	0,5–3,0	16–30	5–11	До 9,0	23,02–27,20
Горючие сланцы	58–74	7,5–9,5	10,1–18,5	0,3–1,5	4,9–14,5	48–64	11,5–17,5	80–90	5,53–10,34

Торф – самое молодое из ископаемых топлив, его состав ближе всего к составу исходной растительной массы. По степени разложения торф бывает волокнистым, землистым и слоистым. Из перечисленных лучшим топливом является слоистый торф, в котором практически отсутствуют остатки исходных растений. По месту залегания различают торф низинный и верховой, а по способу добычи – кусковый и фрезерный. Наиболее распространенным в России является фрезерный способ добычи торфа, при котором верхний подсохший слой торфяной залежи измельчается специальными фрезерными машинами, крошка торфа высушивается на месте добычи, а затем собирается и направляется потребителям. Добыча кускового торфа более трудоемка и малопродуктивна.

Основная масса добываемого торфа сжигается на тепловых электростанциях. Некоторая часть используется для газификации и бытового потребления, а другая идет на производство удобрений.

Влажность естественно залегающего торфа очень высокая (до 90 %). Воздушно-сухой торф имеет влажность от 30 до 40 %.

В зависимости от состава и способа добычи теплота сгорания торфа изменяется в широких пределах. Торф легко окисляется и самовозгорается.

По запасам торфа Россия занимает первое место в мире.

Бурый уголь по химическому составу и физико-химическим свойствам занимает промежуточное положение между торфом и каменным углем.

К бурым углям относятся угли с высшей теплотой сгорания влажной беззольной массы $Q_b^p \frac{100}{100 - A^p} < 24000$ кДж/кг.

Характерные особенности бурого угля: более высокое содержание углерода, меньшее – кислорода и более низкий выход летучих по сравнению с торфом; плохая спекаемость кокса; большая гигроскопичность, обуславливающая высокую влажность; легкая окисляемость и способность к самовозгоранию; низкая теплота сгорания рабочей массы из-за высоких значений зольности и влажности; низкая механическая прочность. Содержание внешнего балласта (зольность и влажность) в рабочей массе бурых углей различных месторождений колеблется в очень широких пределах, в результате чего теплота сгорания, рассчитанная на рабочую массу этих углей, также сильно различается (см. табл. 1.4).

В зависимости от величины W^p бурый уголь подразделяется на три группы: Б1 – при $W^p > 40$ %; Б2 – при $W^p = 30-40$ % и Б3 – при $W^p < 30$ %.

При сортировке бурых углей по крупности кусков установлены три класса: крупный (К) – с размером кусков 50–100 мм; мелкий (М) – с размером кусков 0–50 мм и рядовой (Р) – с размером кусков от 0 до 100 мм. При маркировке углей делается соответствующее обозначение (например, БК – бурый уголь крупный).

Месторождения бурых углей рассредоточены почти по всей территории России. Одним из крупнейших является Канско-Ачинский буроугольный бассейн, геологические запасы которого составляют около 640 млрд. тонн. На базе этого угольного бассейна создан крупнейший в мире Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс (КАТЭК).

К **каменным углям** относится категория углей с высшей теплотой сгорания влажной беззольной массы $Q_b^p \frac{100}{100 - A^p} > 24000$ кДж/кг и с выходом летучих более 9 %.

Каменные угли имеют более высокие плотность и механическую прочность, чем бурые, отличаются уменьшенным выходом летучих веществ, меньшими рабочей зольностью и влажностью. В горючей массе каменных углей присутствует более высокое содержание углерода и пониженное – кислорода.

Месторождения каменных углей распространены также по всей территории России, отличаются условиями происхождения и, как следствие этого, качеством и свойствами. Одним из важнейших свойств каменных углей является спекаемость коксового остатка.

По признакам спекаемости коксового остатка и выходу летучих веществ каменные угли России подразделяются на ряд марок. В табл. 1.5 приведена классификация каменных углей.

Таблица 1.5

Классификация каменных углей

Марка угля	Обозначение	Выход летучих V^T	Характеристика коксового остатка
Длиннопламенный	Д	36 и более	От порошкообразного до слабоспекающегося
Газовый	Г	35 и более	Спекшийся
Газовый жирный	ГЖ	27–37	То же
Жирный	Ж	27–37	–
Коксовый жирный	КЖ	25–31	–
Коксовый	К	18–27	–
Коксовый второй	К2	17–25	–
Отощенный спекающийся	ОС	14–22	–
Слабоспекающийся	СС	25–37	От порошкообразного до слабоспекающегося
Тощий	Т	18–17	То же

Маркировка соответствует последовательному углублению процессов углефикации, что отражается в уменьшении V^T . Разброс в значениях V^T для одной и той же марки каменных углей – следствие индивидуальных особенностей однотипных углей различных месторождений. Уточнением характеристики марки угля является толщина пластического слоя в коксовом остатке u , которая характеризует спекаемость угля. При маркировке угля указывается ее нижнее значение. Например, Г₆ – газовый уголь с нижним значением толщины пластического слоя, равным 6 мм. Значения V^T и u приводятся в классификации углей по бассейнам и месторождениям. Угли, в которых отсутствует способность к спеканию, относят в зависимости от величины V^T к длиннопламенным, или тощим.

Угли спекающихся марок, а также значительная часть углей марок Г, ГЖ, Ж и ОС, используются для производства металлургического кокса. Часть углей указанных марок подвергается предварительному обогащению перед коксованием. В результате обогащения, после выделения малозольного концентрата угля, остаются высокозольный ($A^c > 40\%$) промежуточный продукт (промпродукт) и отходы («хвосты») обогащения. Промпродукт используется как энергетическое топливо на ТЭС металлургических заводов. Энергетическим топливом являются также угли марок Д, Т и частично СС.

По запасам и добыче каменных углей Россия занимает первое место в мире. Крупнейшими разрабатываемыми каменноугольными бассейнами в России являются Кузнецкий, Печорский, Кизеловский.

Антрацит (А) характеризуется максимальным содержанием углерода и малым выходом летучих веществ (не более 9 %), высокой плотностью и механической прочностью.

Очень близки к углям марки А полуантрациты (ПА), занимающие в ряду твердых топлив промежуточное положение между тощими каменными углями и антрацитами. От последних их отличает несколько больший удельный выход летучих веществ – от 220 до 330 см³/г горючей массы (у антрацитов этот показатель менее 220 см³/г).

В основном антрациты и полуантрациты используются как энергетическое топливо.

Запасы антрацитов и полуантрацитов невелики и сосредоточены, в основном, в Западной Сибири и на Восточном Урале.

Ископаемые каменные угли, а также антрациты и полуантрациты, на месте добычи или переработки подвергаются рассортировке по размерам (табл. 1.6).

Таблица 1.6

Классификация каменных, полуантрацитовых и антрацитовых углей по крупности кусков

Класс угля	Обозначение	Размер кусков, мм
Плитный	П	Более 100
Крупный	К	50–100
Орех	О	25–50
Мелкий	М	13–25
Семечко	С	6–13
Штыб	Ш	Менее 6
Мелкий и семечко со штыбом	МСШ	Менее 25
Семечко со штыбом	СШ	Менее 13
Рядовой	Р	Не более 200 при шахтной и не более 300 при карьерной добыче

Класс крупности находит отражение при маркировке углей (например, АШ – антрацитовый штыб; ЖР – каменный уголь жирный рядовой; ДМ – уголь длиннопламенный мелкий).

Горючие сланцы представляют собой смесь продуктов разложения сапропеля с минеральными породами. Содержание негорючих минеральных ве-

ществ в сланцах очень высокое, следствием чего является весьма большое содержание золы в рабочей массе этого топлива и низкая теплота сгорания.

Другой особенностью сланцев является высокий выход летучих веществ – до 90 % горючей массы (табл. 1.4).

Горючие сланцы являются местным топливом и используются как топливо для ТЭС. Значительная часть сланцев подвергается термохимической переработке (полукоксованию). Из сланцевой смолы выделяют бензин, керосин, моторное топливо, смазочные масла, большое количество химических веществ.

Сланцевый газ имеет $Q_n^c = 15,9–17,6$ МДж/м³ и после очистки используется как коммунально-бытовое топливо.

Основные месторождения горючих сланцев находятся в Ленинградской, Саратовской, Куйбышевской и Ульяновской областях.

1.3.2. Искусственное твердое топливо

Древесный уголь производится из древесины лиственных пород при ее нагревании до 600–800 °С без доступа или при весьма ограниченном доступе воздуха. Выход древесного угля составляет 30–40 % от сухой массы древесины. Теплота сгорания древесного угля зависит от конечной температуры процесса и изменяется от 27 до 31 МДж/кг.

Древесный уголь весьма гигроскопичен. Содержание влаги в нем обычно около 10 %, а при хранении на воздухе может достигать 40 %. Уголь отличается малой зольностью и отсутствием в нем серы.

Производство древесного угля в России невелико. Его основными потребителями являются химическая промышленность и металлургия, где он используется преимущественно как технологическое топливо.

Полукоккс – искусственное твердое топливо, получаемое в результате процесса полукоксования ископаемых твердых топлив.

Средние данные по выходу различных продуктов полукоксования приведены в табл. 1.7 [1].

Полукоккс – легкогорючее бездымное топливо с выходом летучих $V^r = 10–15$ %. Первичная смола перерабатывается с получением моторного топлива, смазочных масел, фенолов, парафинов и т. д.

Газ полукоксования имеет достаточно высокую теплоту сгорания, которая, однако, значительно колеблется в зависимости от вида исходного топлива (для бурых углей от 9,4 до 26,4 МДж/м³).

Основными потребителями полукоккса являются предприятия химической промышленности и тепловые электростанции. Некоторая часть полукоккса используется для коммунально-бытового потребления.

Выход продуктов полукоксования ископаемых топлив
на сухую массу, %

Топливо	Полукоккс	Первичная смола	Пирогенетическая вода	Газ полукоксования
Торф	45–40	8–12	20–25	24–30
Бурый уголь	72–75	5–7,5	4,5–10	6,5–8,5
Каменный уголь	70–85	10–28	2–8	6,5–8
Горючие сланцы	60–80	10–25	5–10	5–8

Производство и потребление полукокса в России весьма ограничено.

Кокс каменноугольный является важнейшим искусственным твердым топливом, широко применяемым в металлургии, химической промышленности и других отраслях народного хозяйства.

Сырьем для коксования являются дробленые до размера 3 мм коксующиеся каменные угли марок К и ПЖ в смеси с углями марок ПС, Г и частично Т и Д. Средний расход теплоты на коксование 2,5–2,7 МДж/кг шихты.

В результате коксования углей получают следующие средние значения выхода продуктов (из сухой массы исходного угля): кокса – 75–80; коксового газа – 15–19; каменноугольной смолы – 3–4; бензола – 1–1,2; аммиака – 0,3–0,4 %.

Очищенный коксовый газ с высоким содержанием водорода является хорошим промышленным и коммунально-бытовым топливом, а также используется в качестве химического сырья.

Основным горючим элементом кокса является углерод. Помимо углерода в коксе содержатся зола и незначительные количества других веществ (сера, фосфор и т. д.). Влажность кокса обычно составляет $W^p = 2–5$ %. Зольность зависит от качества применяемых для коксования углей и изменяется в пределах $A^p = 9–17$ %, а содержание серы – от 0,4 до 2,4 %. Теплота сгорания кокса зависит от величин W^p , A^p и при $A^p = 9–10$ % и $W^p = 2–3$ % составляет $Q_n^p = 29,3$ МДж/кг. Характерными особенностями кокса являются высокая прочность и пористость, практически полное отсутствие летучих веществ ($V^f = 0,8–1,0$ %). Последнее обстоятельство делает кокс трудновоспламеняемым и трудносжигаемым топливом (температура воспламенения кокса 700–800 °С).

Помимо каменноугольного кокса в России производятся некоторые количества кокса нефтяного, кокса пекового каменноугольного и термоантрацита.

Кокс нефтяной – искусственное твердое топливо, получаемое при коксовании нефтяного пека и остатков термической переработки (крекинга и пиролиза) нефти и нефтепродуктов. Отличительные свойства нефтяного кокса: низкая зольность (0,3–0,8 %); низкое содержание серы (не более 1 %); выход летучих $V^f = 6,5–7$ %; влажность не более 3 %. Теплота сгорания составляет

31,4–33,5 МДж/кг. Применяется нефтяной кокс в производстве различных электродов и как технологическое топливо.

Кокс пековый каменноугольный получают при коксовании каменноугольного пека. Обладает высокой механической прочностью, имеет малую зольность и сернистость, низкий выход летучих веществ ($V^T \leq 0,8 \%$). Среднее содержание в этом коксе: A^c – не более 0,5 %; W^p – не более 3 %; S^c – не более 0,5 %. Используется кокс пековый главным образом как сырье в электродном и электроугольном производстве.

Термоантрацит получают термической обработкой малозольного, мало-сернистого и термостойкого антрацита при 1000–1300 °С без доступа воздуха. При этом снижается сернистость и увеличивается пористость антрацита (S^c – не более 2 %, пористость – до 5 %). Влажность термоантрацита не превышает 5 %, зольность A^c – не более 6,5 %, выход летучих составляет $V^T = 0,5–0,7 \%$. Теплота сгорания этого топлива – около 33,9 МДж/кг.

Термоантрацит является высококачественным технологическим топливом, применяемым в литейном производстве вместо каменноугольного кокса. Основные потребители – черная и цветная металлургия.

1.3.3. Жидкое топливо

Естественное жидкое топливо – нефть – представляет собой природное органическое образование, состоящее из смеси большого количества различных углеводородов преимущественно метанового (общая формула C_nH_{2n+2}) и нафтенового (общая формула C_nH_{2n}) рядов. Кроме того, нефть включает в себя некоторое количество ароматических углеводородов бензольного ряда (общая формула C_nH_{2n-6}); жидкие (кислородные, сернистые и азотистые соединения); асфальто-смолистые вещества, находящиеся частично в коллоидно-дисперсном состоянии и др. Химический состав нефти весьма сложен и до настоящего времени изучен недостаточно.

Элементарный состав природной нефти различается в зависимости от месторождений и в некоторой степени от условий добычи, транспорта и хранения. В среднем состав органической массы нефти России характеризуется следующими показателями: углерод – 84–85 %; водород – 12–14 %; сера – 0,01–5 %; кислород и азот – около 1 %. Обычно в нефти содержатся вода (около 1 %) и минеральные примеси (0,2–0,4 %).

В зависимости от состава и свойств нефти подразделяются на следующие:

1) легкие ($\rho < 850 \text{ кг/м}^3$) с высоким содержанием бензиновых фракций и тяжелые ($\rho > 850 \text{ кг/м}^3$);

2) малосернистые ($S = 0,5 \%$), сернистые ($S = 0,5–1,9 \%$) и высокосернистые ($S > 1,9 \%$);

3) малосмолистые (смола не более 8 %), смолистые (от 8 до 25 % смола) и высокосмолистые (свыше 25 % смола);

4) беспарафинистые (содержание парафина до 1 %) и парафинистые (свыше 2 % парафина).

В результате термической переработки нефти получают разнообразные искусственные жидкие топлива: 1) карбюраторное; 2) дизельное; 3) котельно-печное.

По сравнению с твердым топливом искусственные жидкие топлива обладают рядом существенных преимуществ: низкая зольность и влажность, высокая теплота спекания, удобство транспортировки (в том числе перекачкой по трубопроводам), простота подготовки к сжиганию и собственно сжигание, пригодность ряда жидких топлив для использования в двигателях внутреннего сгорания. Основные теплотехнические характеристики жидких топлив (по средним показателям) приведены в табл. 1.8.

Жидкие топлива дополнительно характеризуются вязкостью, а также температурами вспышки и воспламенения.

Вязкость жидкого топлива обычно измеряется в условных единицах (градусы условной вязкости) и определяется как отношение времени истечения из вискозиметра Энглера 200 мл испытуемого топлива при стандартной температуре ко времени истечения такого же количества дистиллированной воды при 20 °С. В качестве стандартных температур для вязких жидких топлив (дизельное топливо, мазут, крекинг-мазут) приняты 50; 75; 80 и 100 °С.

Температурой вспышки называется температура жидкого топлива, при которой пары топлива над поверхностью жидкой фазы образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней источника зажигания.

Таблица 1.8

Характеристика жидких топлив

Топливо	Состав рабочей массы, %						Q_n^p , МДж/кг
	C^p	H^p	$O^p + N^p$	S_{op+k}^p	A^c	W^p	
Бензин	85	14,9	0,05	0,05	–	–	43,75
Керосин	86	13,7	0,1	0,2	–	–	42,96
Дизельное горючее	86,3	13,3	0,1	0,3	–	–	42,62
Соляровое масло	86,5	12,8	0,4	0,3	–	–	42,33
Мазут:							
малосернистый	84,6	11,7	0,3	0,3	0,1	3,0	40,27
сернистый	83,8	11,2	0,5	1,4	0,1	3,0	39,73
высокосернистый	83,0	10,4	0,7	2,8	0,1	3,0	38,77

Температурой воспламенения называется температура жидкого топлива, при которой топливо загорается при поднесении к нему источника зажигания и горит не менее 5 с.

К карбюраторным топливам относятся хорошо испаряющиеся дистиллятные топлива – бензины различных марок для автомобильных и авиационных

двигателей; керосины тракторные, различающиеся главным образом октановыми числами, определяющими детонационную устойчивость топлива.

К дизельному топливу относятся топлива, достаточно хорошо испаряющиеся и способные к самовоспламенению при температурах, развивающихся в цилиндрах дизельных двигателей при сжатии в них воздуха (примерно 550–600 °С). Характеристикой воспламеняемости дизельного топлива является цетановое число. Чем выше цетановое число, тем ниже температура самовоспламенения топлива, т. е. тем выше качество дизельного топлива. Дизельное топливо подразделяется на автотракторное, топливо для быстроходных дизелей, топливо для транспортных дизелей (тепловозных и судовых), топливо для тихоходных дизелей (моторное топливо), масло соляровое.

Для сжигания в топках судовых и, частично, стационарных котельных установок, а также для отопления промышленных печей используются жидкое котельно-печное топливо, нефтяной мазут и каменноугольная и сланцевая смолы. Мазут представляет собой смесь тяжелых остатков прямой перегонки и крекинга нефти с некоторыми ее дистиллятными фракциями. Каменноугольная и сланцевая смолы получают в процессах термической переработки твердых топлив.

Основным искусственным жидким топливом, применяемым в промышленности, является мазут.

Мазут при обычных температурах является высоковязкой жидкостью. Для возможности слива из цистерн, перекачки насосами, транспортировки по трубопроводам, хорошего распыливания форсунками в процессе сжигания мазут должен иметь вязкость, не превышающую определенных значений. Этот показатель принят за основу для маркировки мазутов.

В России в настоящее время стандартизованы и выпускаются следующие марки мазута.

1. *Мазут флотский* марок Ф5 и Ф12, получаемый из мазута прямой перегонки сернистой (Ф5) или малосернистой (Ф12) нефти с добавлением 30–40 % газойля прямой гонки (Ф5) или 10–12 % газойлевых фракций и 20–30 % крекинг-остатков (Ф12). Мазуты Ф5 и Ф12 являются топливом судовых котельных установок.

2. *Мазут топочный* марок 40, 40В, 100 и 100В. Маркам мазута 40В и 100В присвоен государственный знак качества. Мазут указанных марок представляет собой, в основном, тяжелые крекинг-остатки или их смесь с мазутом прямой перегонки. Мазут марок 40 и 40В частично используется для сжигания в судовых котлах, а главным образом для отопления промышленных печей и сжигания в котельных. Мазуты 100 и 100В являются промышленным и энергетическим топливом.

Марка мазута характеризует максимальное значение его условной вязкости, выраженное в градусах ВУ при 50 °С.

Для хорошего распыливания мазута его вязкость перед форсунками должна быть в пределах 3–6 град. ВУ. В связи с этим мазуты при хранении, перекачке насосами, перед сжиганием подогревают для обеспечения требуе-

мой вязкости. Обычно для хорошего распыла достаточно нагреть мазут до 90–120 °С. Более вязкие крекинг-остатки подогреваются до 140–150 °С.

По элементарному составу и теплотехническим характеристикам мазуты различаются несущественно. Внутри каждой марки мазуты могут иметь разное содержание серы, в связи с чем они подразделяются на малосернистые, сернистые и высокосернистые. ГОСТ устанавливает для мазутов разных марок предельные значения ряда показателей, основные из которых приведены в табл. 1.9.

Таблица 1.9

Технические характеристики мазута

Мазут	Ф5	Ф12	40В	40	100В	100
Вязкость, град. ВУ:						
при 50 °С	5	12	–	–	–	–
при 80 °С	–	–	6	8	10	16
Зольность, % не более	0,05	0,10	0,04	0,12	0,05	0,14
Механические примеси, % не более	0,10	0,12	0,07	0,80	0,20	1,50
Содержание воды, % не более	0,3	0,3	0,3	1,5	0,3	1,5
Содержание серы, %:						
малосернистый	–	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
сернистый	2,0	–	2,0	2,0	2,0	2,0
высокосернистый	–	–	–	3,5	–	3,5
Температура, °С:						
вспышки	80	90	90	90	110	110
застывания	–5	–8	+10	+10	+25	+25
Теплота сгорания Q_H^c , МДж/кг	41,4	41,4	40,7	39,9–40,7	40,5	39,9–40,5

Мазут как остаточный продукт термической переработки природной нефти содержит ряд веществ, которые полностью (или почти полностью) отсутствуют в дистиллятных топливах. К ним относятся асфальтосмолистые вещества, зола и минеральные примеси, сернистые соединения.

Асфальтосмолистые вещества представляют собой твердые соединения – асфальтены, карбены и карбоиды. Их наличие в мазуте приводит к нестабильности этого топлива, так как они склонны к полимеризации и осаждению, особенно в нагретом мазуте, когда его вязкость невелика. Асфальтосмолистые вещества отличаются высоким содержанием углерода (84–87 %), который в результате разложения этих веществ при нагревании выше 300 °С превращается в кокс. Осаждение кокса в мазуте, коагуляция смолистых веществ затрудняют перекачку мазута, способствуют забиванию мазутопроводов и форсунок.

При хранении мазута содержание асфальтосмолистых веществ постоянно возрастает вследствие протекания окислительных и других процессов.

Минеральные примеси в мазутах представляют собой главным образом соли щелочных металлов и оксиды железа. При сжигании эти минеральные примеси образуют часть золы мазута. Другая часть золы образуется в результате окисления металлов (ванадия, никеля и др.), входящих в состав соединенной горючей массы мазута. Оксиды щелочных металлов и ванадия снижают температуру размягчения золы, которая, оседая на поверхностях нагрева теплоиспользующих установок, ухудшает условия теплообмена и способствует возникновению коррозии стали в условиях высоких температур.

Сера в мазутах содержится главным образом в виде сероорганических соединений, а также частично в виде сероводорода и элементарной серы. При сжигании мазута сера окисляется до двуокиси серы SO_2 , которая при высоких температурах и избытке кислорода окисляется далее частично до сернистого ангидрида SO_3 . В низкотемпературных зонах теплоиспользующих установок сернистый ангидрид SO_3 превращается в серную кислоту и повышает точку росы дымовых газов.

Конденсация водяных паров с серной кислотой приводит к развитию серно-кислотной коррозии металлических поверхностей нагрева. Наличие двуокиси серы SO_2 в продуктах сгорания вызывает загрязнение окружающей атмосферы.

За последние годы имело место постепенное снижение темпов прироста добычи жидкого топлива. Снижение темпов прироста добычи связано с рядом объективных факторов, таких как усложнение горно-геологических условий в ряде новых месторождений, их отдаленность и труднодоступность. Поэтому при абсолютном увеличении добычи нефти доля мазута в котельно-печном топливе будет снижаться, причем будет происходить дальнейшее углубление нефтепереработки для увеличения производства моторного топлива и сырья для химической, нефтехимической промышленности.

1.3.4. Газовое топливо

В энергетике, промышленной теплотехнологии, для коммунально-бытовых целей используется большое количество разнообразных горючих газов, как естественных, добываемых из природных газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений, так и искусственных, полученных путем переработки твердых и жидких топлив или являющихся технологическими отходами различных производств.

Классификация газовых топлив представлена на рис. 1.1. В табл. 1.10 приведены средние данные по составам некоторых газовых топлив.

Различают природные газы чистогазовых и газоконденсатных месторождений и попутные природные газы нефтегазовых месторождений.



Рис. 1.1. Классификация газовых топлив

Основным горючим компонентом природных газов является метан, содержание которого в большинстве природных газов составляет 80–98 %, а в попутных газах колеблется от 38 до 96 %. Другими горючими компонентами являются более тяжелые углеводороды метанового ряда (табл. 1.9). В некоторых природных газах чистогазовых месторождений эти углеводороды практически отсутствуют. Максимальное их содержание наблюдается в попутных газах и достигает иногда 35 %.

Водород в большинстве природных газов отсутствует и встречается только в газах отдельных месторождений в количестве, не превышающем 1,1 %. Оксид углерода CO и кислород в природных газах всегда отсутствуют.

Содержание сероводорода в природных газах может достигать до 5 % в некоторых месторождениях. Поскольку сероводород и продукты его сгорания являются высокотоксичными соединениями и обладают высокой коррозионной активностью, природные газы на газовых промыслах подвергают глубокой очистке от сероводорода. Поэтому в газопроводах природные газы практически не содержат сероводорода.

Теплота сгорания Q_n^c сухого природного газа для большинства месторождений колеблется от 34,75 до 38,10 МДж/м³, а сухого попутного газа – от 38,0 до 46,9 МДж/м³.

Негорючая (балластная) часть природных газов представлена диоксидом углерода CO₂ и азотом N₂. Природные газы являются высококачественным и дешевым топливом, обладают высокой теплотой сгорания и жаропроизводительностью (2030–2050 °С), что определяет целесообразность их транспорта на большие расстояния по магистральным газопроводам.

Средний состав некоторых газовых топлив

Топливо, газопровод	Состав топлива, %											
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	O ₂	N ₂	CO	H ₂	H ₂ S	Непре- дель- ные угле- водо- роды
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Природные газы газовых и газоконденсатных месторождений												
Саратов – Москва	84,5	3,8	1,9	0,9	0,3	0,8	–	7,8	–	–	–	–
Дашава – Киев	98,9	0,3	0,1	0,1	–	0,2	–	0,4	–	–	–	–
Брянск – Москва	92,9	3,9	1,1	0,4	0,1	0,1	–	1,6	–	–	–	–
Шелелинка – Мо- сква	94,1	3,1	0,6	0,2	0,8	–	–	1,2	–	–	–	–
Природные газы нефтегазовых месторождений												
Ярино – Пермь	38,0	25,1	12,5	3,3	1,3	1,1	–	18,7	–	–	–	–
Кулешовка – Куй- бышев	58,0	17,2	7,4	2,0	0,5	0,8	–	13,6	–	–	0,5	–
Карабулак – Гроз- ный	76,7	13,2	5,4	2,5	2,2	–	–	–	–	–	–	–
Туймазы – Уфа	50,0	22,0	9,8	1,2	0,4	–	–	16,6	–	–	–	–
Искусственные газы												
Доменный	0,3	–	–	–	–	12,5	0,2	55,0	27,0	5,0	–	–
Коксовый	25,5	–	–	–	–	2,4	0,5	3,0	6,5	59,8	–	2,3
Полукоксовый: из горючих слан- цев	29,3	15,0	–	–	–	36,3	1,1	3,1	8,3	6,9	–	–
из бурого угля	28,0	3,5	–	–	–	50,0	–	1,7	7,8	9,2	–	–
Нефтезаводские газы: термического крекинга мазута	18,0	16,0	22,0	18,3	–	–	–	–	–	–	–	25,7

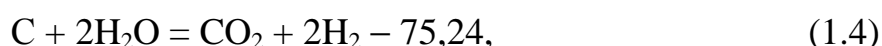
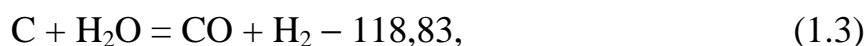
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
каталитическо-го крекинга газойля	8,0	4,8	18,6	39,4	–	–	–	–	–	–	–	29,1
пиролиза керосина	30,0	10,0	4,5	11,5	–	–	–	–	–	–	–	44,0
Генераторные газы:												
паровоздушный	2,0	0,3	–	–	–	5,0	0,2	49,3	30,2	13,0	–	–
водяной	0,5	–	–	–	–	6,5	0,2	5,5	37,0	50,0	0,3	–
воздушный	0,5	–	–	–	–	0,6	–	64,2	33,7	0,6	0,4	–
подземной газификации угля	0,9	–	–	–	–	14,1	0,2	53,8	9,8	18,6	2,0	–

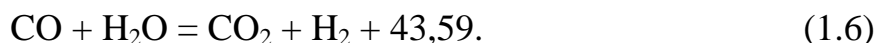
Основными потребителями природных газов являются промышленные печи, сушильные и другие установки, для которых применение других видов топлив или связано с существенными трудностями, или невозможно по технологическому процессу. Значительное количество этих газов используется для коммунально-бытовых целей.

Состав и свойства искусственных газовых топлив, получаемых в специальных установках, зависят от вида перерабатываемого топлива, условий и технологии переработки. Состав и свойства искусственных газов, получаемых в качестве отходов производства, зависят от технологии этих производств.

Среди искусственных горючих газов имеется так называемая группа генераторных газов, получаемая путем газификации природных или искусственных твердых топлив.

Сущность процесса газификации состоит в переводе химически связанной энергии твердого топлива в химическую теплоту газообразных продуктов газификации (главным образом CO_2 и H_2). При подаче в слой кускового топлива различного окислителя в нем протекают следующие реакции (тепловые эффекты реакций, МДж/кмоль):





Аналогичные реакции могут протекать и в пылеугольном факеле. Реакции (1.1) и (1.2) идут при газификации топлива кислородом, а (1.3) и (1.4) – с водяным паром. Параллельно с этими реакциями идут реакции (1.5) и (1.6), которые способствуют обогащению генераторного газа оксидом углерода и водородом.

Полученный по реакциям (1.1), (1.2) и (1.5) газ называется воздушным генераторным газом. Он имеет низкую теплоту сгорания (3,8–4,6 МДж/м³) и как топливо используется ограниченно.

Водяной генераторный газ, получаемый по реакциям (1.3), (1.4), (1.6), имеет в своем составе много водорода и его теплота сгорания колеблется в пределах 10,1–11,3 МДж/м³. Из-за эндотермичности реакций (1.3) и (1.4) получение водяного газа является процессом периодическим, состоящим из стадий горячего дутья (продувка слоя топлива воздухом) и стадии газования (продувка раскаленного топлива паром). Как топливо для промышленных печей водяной газ применяется ограниченно. Значительно шире он используется как сырье химической промышленности из-за высокого содержания в нем водорода.

Смешанный паровоздушный или парокислородный генераторный газ получают при газификации твердого топлива смесью водяного пара с воздухом или техническим кислородом. Основными реакциями этого процесса являются реакции (1.2) и (1.3). Получаемый паровоздушный газ имеет теплоту сгорания 5,0–6,7 МДж/м³, а парокислородный – до 10–10,5 МДж/м³. Одновременное протекание химических реакций с противоположными тепловыми эффектами позволяет осуществить непрерывный процесс газификации. Смешанный генераторный газ может использоваться в промышленности для отопления печей.

Газификация твердого топлива может осуществляться в плотном слое топлива, в «кипящем» слое при атмосферном и высоком давлении (2–2,6 МПа), в пылевидном соединении. Способ газификации влияет на показатели процесса и состав получаемого газа.

При определенных геологических условиях залегания угля его газификация может осуществляться непосредственно в угольных пластах без извлечения на поверхность. Получаемый при этом горючий газ называют газом подземной газификации угля. Качество этого газа как топлива невысоко, теплота сгорания составляет 3,77–4,61 МДж/м³. Этот газ как местное топливо может сжигаться в топках паровых котлов ТЭС.

Наиболее широко используемыми в промышленности и энергетике искусственными газами – отходами технологических производств – являются доменный, коксовый и нефтезаводские газы.

Доменный газ является побочным продуктом выплавки чугуна в доменных печах, образующимся в результате сложных процессов окисления углерода кокса и восстановления окислов железа. Состав доменного газа зависит от

режима работы доменной печи и в среднем соответствует данным табл. 1.9. Теплота сгорания доменного газа изменяется от 3,94 до 6,02 МДж/м³. После очистки от пыли доменный газ поступает к потребителям с запыленностью 0,02–1 г/м³ сухого газа и содержанием влаги, соответствующим состоянию насыщения при температуре газа (до 35 г/м³). Доменный газ является низкопотенциальным источником тепловой энергии. Поскольку на металлургических заводах его количество весьма велико (средний выход доменного газа 3600–3800 м³/т влажного кокса), использование этого газа в пределах завода экономически целесообразно. Основными потребителями доменного газа являются воздухонагреватели доменных печей, печи коксохимических заводов, заводские ТЭС, нагревательные печи прокатного производства и некоторые другие.

Коксовый газ, выделяющийся при коксовании каменных углей, помимо компонентов, указанных в табл. 1.10, содержит водяные пары, смолы, бензольные углеводороды, сероводород и сероуглерод, аммиак и др. Такой газ называется прямым (сырым) коксовым газом. После его осушки и выделения указанных соединений коксовый газ называют очищенным, или обратным, и широко используют как промышленное и бытовое топливо и частично как сырье для синтеза аммиака.

Выход обратного коксового газа зависит от состава угольной шихты и режима коксования и в среднем составляет 400–450 м³/т получаемого кокса. Теплота сгорания коксового газа составляет 16,37–21,44 МДж/м³.

В процессе полукоксования твердых топлив (бурых и каменных углей, горючих сланцев) получается некоторое количество полукоксового газа, который после его очистки от паров смол, газового бензина, сероводорода и влаги используется как бытовое топливо. Теплота сгорания полукоксового газа составляет 15,57–24,83 МДж/м³ сухого газа (меньшие значения характерны для газов полукоксования бурых и каменных углей, большие – для полукоксового газа из сланцев). Средние составы некоторых полукоксовых газов приведены в табл. 1.10.

При термохимической переработке нефтепродуктов (пиролизе и крекинге) в качестве побочных продуктов получают газы пиролиза и крекинга, объединяемые обычно понятием нефтезаводские газы. Нефтезаводские газы содержат большое количество предельных и непредельных углеводородов, что делает их весьма ценным газовым топливом. Значительное содержание в этих газах пропана, бутана и более тяжелых углеводородов позволяет использовать нефтезаводские газы для получения сжиженных газовых топлив. Нефтезаводские газы отличаются весьма высокой теплотой сгорания (54–85 МДж/м³ и выше). Часть нефтезаводских газов применяется непосредственно как топливо для сжигания в печах нефтеперерабатывающих заводов, частично эти газы в смеси с природными или другими горючими газами используются как коммунально-бытовое топливо, однако большее значение нефтезаводские газы имеют как сырье для последующей химической переработки.

В последние годы все большее внимание уделяется использованию в качестве газового топлива горючих газов, образующихся при кислородно-

конвертерном производстве стали. При продувке расплавленного металла кислородом происходит соединение кислорода с углеродом металла и образование значительных количеств оксида углерода CO. Конвертерное производство стали – периодический процесс, поэтому состав получаемых газов в процессе продувки металла непрерывно меняется. В качестве горючего газа в существующих схемах использования кислородно-конвертерного газа применяется газ, содержащий не менее 60 % CO. Примерный состав кислородно-конвертерного газа: 74 % CO; 11,5 % CO₂; 13,0 % N₂; 0,3 % H₂. Низшая теплота сгорания – около 10,5 МДж/м³. Количество образующихся газов – 55 м³/т стали. Конверторный газ содержит большое количество пыли (в среднем 64 г/м³).

Помимо рассмотренных выше, в промышленности имеется множество технологических газов, содержащих в своем составе различные горючие компоненты. Как правило, эти технологические газы имеют низкие концентрации горючих компонентов и небольшую теплоту сгорания. Как топливо эти газы практически не используются, но значительная часть их сжигается (иногда с применением катализаторов) с целью обезвреживания перед выбросом в атмосферу.

1.4. Ядерное топливо

Вещества, ядра которых расщепляются под действием нейтрона любой энергии, являются делящимися материалами (ядерными горючими). К таким веществам относятся изотопы: уран-235, уран-233, плутоний-239 и плутоний-241. Из них только U²³⁵ встречается в естественных условиях, остальные (U²³³, Pu²³⁹, Pu²⁴¹) можно получить лишь искусственным путем. В чистом виде эти изотопы (U²³⁵, Pu²³⁹, U²³³, Pu²⁴¹) в качестве горючего в реакторах не применяются, а употребляются в смеси с другими изотопами (U²³⁸ и Th²³²).

В настоящее время в качестве делящегося материала в энергетических реакторах из этих четырех изотопов используются в основном U²³⁵ и очень редко Pu²³⁹, а U²³³ и Pu²⁴¹ в энергетических реакторах пока применения не имеют. Это объясняется тем, что их производство в ядерных реакторах и в особенности переработка отработавшего топлива в широком масштабе еще не налажены.

Ядерным топливом называются вещества, содержащиеся в необходимом количестве для ведения цепной реакции в одном из вышеуказанных четырех делящихся изотопов. Состав ядерного топлива может быть различным – от природного урана до материалов, обогащенных в значительной степени изотопами U²³⁵, Pu²³⁹, U²³³, Pu²⁴¹.

Материалами для получения Pu²³⁹ является U²³⁸, а для U²³³ служит Th²³². Поэтому U²³⁸ и Th²³² являются топливным сырьем. Природный уран состоит из трех изотопов: U²³⁸ – 99,282 %, U²³⁵ – 0,712 % и U²³⁴ – 0,006 %. В естественных условиях торий находится в виде чистого изотопа Th²³². Бомбардируя мощными потоками нейтронов изотопы U²³⁸ и Th²³², получают соответственно Pu²³⁹ и U²³³.

Уран и торий являются очень распространенными металлами на земле, но они рассеяны в малых дозах по всей земной коре и в мировом океане, а в более или менее концентрированном виде встречаются редко.

Воспроизводство ядерного горючего. Ядерное горючее и топливное сырье проходят в реакторе ряд превращений, далее они извлекаются из реактора и подвергаются переработке на химическом заводе, где из них выделяют негоревшее первичное и образовавшееся вторичное горючее. Весь процесс переработки облученного горючего называют *регенерацией ядерного топлива*. Вся совокупность последовательных ядерных процессов, происходящих в реакторах и на заводах, производящих переработку руды и облученного ядерного топлива, называется *циклом ядерного горючего*, или *топливным циклом* (рис. 1.2). Полный цикл ядерного горючего включает все стадии технологического процесса добычи урановой руды и ее переработки, обогащения ядерного топлива, изготовление твэлов и их работу в реакторах, переработку облученных твэлов и последующее использование вторичного ядерного горючего, очищенного от продуктов деления.

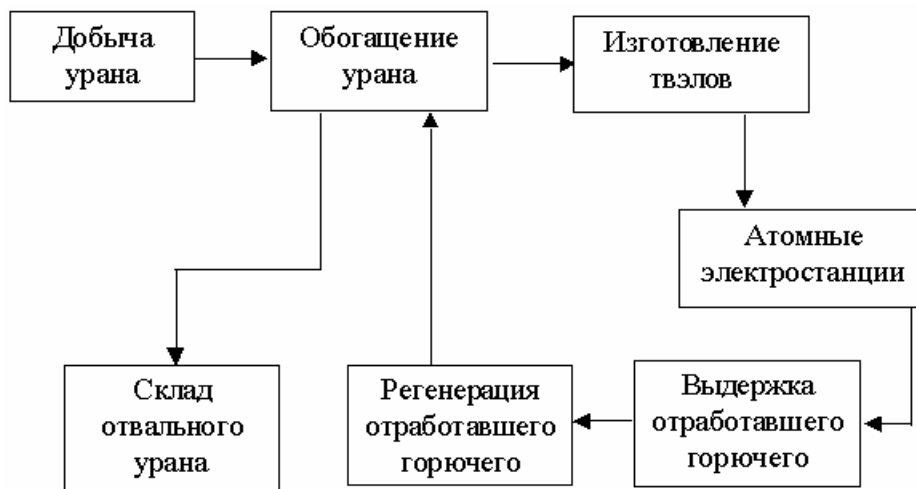
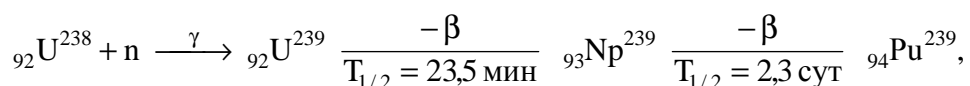


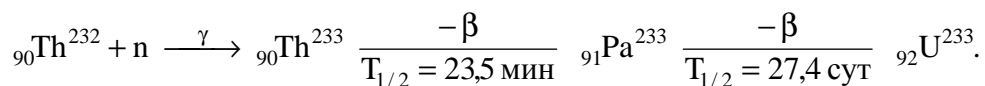
Рис. 1.2. Упрощенная схема топливного цикла с урановым горючим

Воспроизводство Pu^{239} и U^{233} происходит в ядерном реакторе. Уран-238 захватывает нейтрон и в два этапа самопроизвольно превращается в плутоний-239. Также торий-232 захватывает нейтрон и в два этапа превращается в уран-233. Таким образом, имеем два цикла воспроизводства, основанных на двух группах ядерных реакций. В первом случае будет ураново-плутониевый цикл, во втором – ториево-урановый.

Ураново-плутониевый цикл:



Ториево-урановый цикл:



Отношение количества ядер вновь образовавшегося Pu^{239} к числу ядер израсходованного первичного горючего называют *коэффициентом воспроизводства* $K_{\text{вос}}$. Коэффициент воспроизводства характеризует степень производства вторичного горючего в реакторе.

Если в реакторе на каждое ядро при делении выделится в среднем два нейтрона, то коэффициент воспроизводства теоретически будет равен единице. В действительности часть нейтронов теряется: происходит паразитический захват продуктами деления, материалами реактора, стержнями и т. д. Исследования показывают, что для получения коэффициента воспроизводства, равного единице, необходимо, чтобы при делении ядра освобождалось в среднем не менее 2,2 нейтрона. По мере выгорания первичного горючего замедляется также воспроизводство (образование) вторичного горючего Pu^{239} и U^{233} .

Принципиально возможно превращение всего U^{238} в Pu^{239} и всего Th^{232} в U^{233} . Получение чистого Pu^{239} из U^{238} при ядерной реакции в реакторе обходится не намного дороже, чем получение чистого U^{235} из природного урана.

В будущем при широком развитии АЭС основными делящимися материалами для электрических ядерных установок станут Pu^{239} и U^{233} , получаемые из U^{238} и Th^{232} в реакторах-размножителях. Использование U^{235} в качестве ядерного горючего не может слишком долго продолжаться, так как в недрах земли U^{235} не особенно много. В природе U^{238} приблизительно в 140 раз, а Th^{232} в 150–200 раз больше, чем U^{235} . Поэтому превращение в реакторах-размножителях U^{238} в Pu^{239} увеличит ресурсы ядерного топлива примерно в 100 раз, а Th^{232} в U^{233} – в 150–200 раз и тем самым будет обеспечено бесперебойное снабжение человечества энергией на многие тысячелетия. Рассмотрим изотопы, применяемые в качестве ядерного горючего.

Уран. Уран – радиоактивный металл серебристого цвета, состоит из нескольких изотопов. Уран испускает α -частицы, период полураспада U^{238} $5 \cdot 10^9$ лет, а U^{235} – $7 \cdot 10^8$ лет. В среднем в земной коре находится 4 г урана на тонну породы (0,0004 %). Уран относится к сильно рассеянным элементам в земной коре: встречается в рудах, ископаемых углях, минералах, почвах, в природных водах, в морской воде и в живых организмах. В большинстве случаев содержание урана в руде и почве очень мало и поэтому не представляет интереса для промышленной разработки. В естественных условиях уран встречается в оксидах и других химических соединениях.

Некоторые ископаемые угли и сланцы содержат до 0,1 % урана. Огромное количество урана находится в Мировом Океане. Тонна морской воды содержит около 3 мг урана. Поэтому если в рудах содержится 0,03–0,04 % урана, то переработка их для добычи урана в настоящее время считается экономически целесообразной. Районы с такими породами относятся к *урановым месторождениям*.

За рубежом месторождения урана в количестве, необходимом для промышленной разработки, имеются в США (Колорадо, Нью-Мексико, Юта), Канаде, Южной Америке, Франции, ФРГ, Швеции, Норвегии, Австралии, Южно-Африканской республике, Мальгашской республике, Мозамбике, Конго (Катанга) и других районах.

Поиски урановых руд на больших площадях осуществляются при помощи радиометрической аппаратуры. Радиоактивное излучение урана улавливается счетчиками высокой чувствительности, которые могут быть установлены на самолете, автомашине, вертолете. С 1960 г. США занимают первое место по добыче урана.

В Южно-Африканской республике уран добывается как побочный продукт при добыче золота. Урановая руда, которая извлекается из рудников, обрабатывается и концентрируется в окись урана. Из одной тонны урановой руды в среднем получают 2,0–2,5 кг оксида урана U_3O_8 . В США 1 тонна урановой руды стоит 8–11 дол., 1 кг оксида урана UO_2 или U_3O_8 – около 16 дол.

Готовое ядерное топливо хранят в специальных складах в небольших банках – контейнерах. Чтобы на складе не происходила самопроизвольная ядерная реакция, банки с ядерным топливом устанавливаются на полках с расстоянием между ними не менее 20 см. В каждой банке находится 3,6 кг урана. Потенциал энергии урана, находящегося в одной банке, равен энергии примерно 70 тонн угля.

Увеличение доли изотопа U^{235} в природном уране называется *обогащением урана*. Обогащение урана производится отделением из природного урана изотопа U^{238} . Обогащение урана требует очень сложного оборудования и поэтому по мере обогащения стоимость урана сильно увеличивается.

Для обогащения урана могут применяться четыре метода:

- 1) газовая диффузия, при которой газовый гексафторид урана (UF_6) пропускается сквозь пористые перегородки;
- 2) отделение изотопов при помощи газовой центрифуги, где разделение происходит за счет разности масс изотопов;
- 3) разделение изотопов при помощи электромагнитного сепаратора;
- 4) отделение легких изотопов от тяжелых при помощи расширяющегося сопла с искривленной стенкой, где при больших скоростях смеси газов разных изотопов урана при повороте струи по искривленной поверхности сопла происходит разделение тяжелых и легких изотопов.

Диффузионный метод более отработан и освоен, поэтому несмотря на его дороговизну в настоящее время обогащение урана в основном производится этим способом. На диффузионном заводе гексафторид урана в раскаленном газовом состоянии в течение нескольких месяцев фильтруется сквозь каскады специальных мембран, при этом тяжелые молекулы с ураном-238 постепенно отделяются и газ становится более насыщен ураном-235. Но сооружение диффузионного завода обходится чрезвычайно дорого, при этом способе обогащения расходуется весьма большое количество электроэнергии и, кроме того,

раскаленный урановый газ очень радиоактивен и оказывает сильное коррозионное действие на металл.

В последнее время значительные работы ведутся в Западной Европе (Голландия, Германия, Англия) по обогащению урана с помощью газовой центрифуги. Считается, что при освоении этого способа резко снизится стоимость обогащения урана. Газовые центрифуги (их называют еще ультрацентрифугами) работают по принципу молочного сепаратора. Они вращаются с огромными скоростями (50–100 тыс. об/мин); при таких оборотах развивается колоссальная центробежная сила и благодаря этому происходит отделение тяжелых молекул урана-238 от урана-235. Эти аппараты имеют малые размеры и могут быть размещены даже в небольших комнатах. При этом на заводе по обогащению урана в одну технологическую линию можно соединить очень большое количество центрифуг. Общее же количество центрифуг может составлять несколько тысяч и даже десятков тысяч. Уран имеет три аллотропические фазы: α , β и γ -фаза существует до 662 °С, β -фаза – от 662 до 772 °С и γ -фаза – от 772 до 1133 °С (температура плавления). Фазовые превращения, которые всегда сопровождаются изменением объема, и недостаточная жаропрочность урана создают определенные трудности при использовании его в реакторе.

Температура плавления урана 1133 °С, температура кипения около 3900 °С, плотность металлического урана при обычной температуре 18,6–19 г/см. Теплопроводность урана $\lambda = 24 + 0,023t$ Вт/м·град.

Уран легко поддается механической обработке, металлический уран дает химические сплавы со многими металлами. Сплавы урана с небольшим количеством других металлов называются легированными и широко применяются в реакторах.

Уран быстро корродирует в воде при высоких температурах. В процессе работы по мере выгорания горючего, накопления продуктов деления и радиационного облучения объем ядерного топлива несколько увеличивается. Происходит распухание (свилинг) урана. При циклическом (периодическом) нагреве размеры урана значительно меняются. Уран токсичен, радиоактивен, взаимодействует с большинством элементов.

Более стойкими для работы в реакторе являются урановые сплавы: меньше поддаются коррозии, у них более повышенные пределы прочности и ползучести, форма и размеры изделий из урановых сплавов меньше меняются от действия облучения и колебаний температуры. Применяются сплавы урана с цирконием, хромом, молибденом, алюминием и тройной сплав уран – цирконий – ниобий.

В воздухе при обычной температуре уран медленно окисляется, но по мере повышения температуры окисление убабыряется и при 610 °С уран воспламеняется.

Поэтому в твэлах обычно применяют не чистый уран, а сплав урана с другими металлами или керамические ядерные топлива, которые обладают высо-

кой температурой плавления, являются более стойкими при повышенных температурах и позволяют значительно повысить температуру твэлов при работе.

Керамическое ядерное топливо представляет спеченную или сплавленную смесь делящегося вещества с некоторыми другими элементами. К керамическим топливам относятся оксиды, карбиды урана и силициды. Кроме того, они еще используются в виде интерметаллических соединений с алюминием, бериллием и другими металлами.

При легировании и термической обработке механические свойства урана улучшаются и твэлы из того урана могут работать при температуре до 650°C, в то время как термически обработанный, но нелегированный уран может работать в твэлах лишь до температуры 350–450 °C.

При высоких температурах твэлов могут применяться оксиды и карбиды урана UO_2 . Преимуществом диоксида урана является то, что она химически не реагирует с водой и углекислым газом, имеет лучшую термическую и радиационную стойкость. К недостаткам относится ее низкая теплопроводность. В интервале температур от 600 до 1200 °C коэффициент теплопроводности UO_2 меняется в пределах 3,34–2,51 Вт/м·град. При такой низкой теплопроводности получается очень резкий перепад температуры от центра к периферии стержня твэла.

Теплопроводность монокарбида урана UC более высока и близка к теплопроводности чистого урана, но монокарбид в среде горячей воды и углекислого газа химически не устойчив и трудно поддается обработке. Более высокую теплопроводность ($\lambda = 15,1$ Вт/м·град) и коррозионную стойкость в среде воды имеет силицид урана U_3Si .

Плутоний. Плутоний – радиоактивный металл серебристого цвета, состоит из нескольких изотопов с массовыми числами от 232 до 246. Для ядерной реакции интерес представляют два изотопа: Pu^{239} и Pu^{241} . Период полураспада Pu^{239} составляет 24410 лет.

В зависимости от температуры плутоний принимает шесть следующих модификаций: низкотемпературная модификация α -фаза до температуры 119 °C, далее идут высокотемпературные β -фаза от 119 до 218 °C, γ -фаза от 218 до 310 °C, δ -фаза от 310 до 450 °C, η -фаза от 450 до 472 °C и ϵ -фаза свыше 472 °C.

Температура плавления плутония 637 °C, плотность при обычной температуре 19,1 г/см³. Плутоний со многими металлами образует устойчивые сплавы с более высокой температурой плавления. При изменении температуры значительно меняются плотность и объем плутония, что вызывает ряд трудностей при использовании металлического плутония в качестве горючего в реакторе. Поэтому в чистом виде металлический плутоний для твэлов не применяется.

Обычно твэлы изготавливают из сплава плутония с другими материалами, или из двуокиси плутония, или из твердых растворов окислов урана и плутония. В твэлах плутоний может быть использован в виде сплавов с алюминием,

цирконием, никелем, железом, а также с ураном или с торием. В последнее время проводятся большие исследования по применению для быстрых реакторов твердых растворов карбидов урана и плутония, тройных сплавов урана – плутония – циркония и урана – плутония – титана.

Кроме того, плутоний в реакторе может использоваться в виде жидкого сплава, что является особенно привлекательным для энергетических реакторов. Плутоний-239, как и уран-235, делится под действием нейтронов любых энергий и при этом освобождается также около 200 МэВ энергии. Вообще, в энергетических реакторах АЭС наряду с электроэнергией производится некоторое количество плутония. При этом получают в тепловыделяющих элементах следующие изотопы плутония: Pu^{239} – 95 %, Pu^{240} – 0,4 %, Pu^{241} – 0,3 %, Pu^{242} – 0,01 %.

Выделение делящихся материалов и очистки плутония, полученного в реакторе в результате облучения нейтронами урана-238, производится на специальных химических заводах. Для этого отработавшие тепловыделяющие элементы извлекают из реактора и до переработки выдерживают 100–200 дней погруженными в бассейн с водой. Такое время необходимо для более полного превращения Np^{239} в Pu^{239} и для снижения радиационной активности материалов.

Кроме хранения твэлов в бассейне с водой, существует еще и другой способ – сухое хранение отработавших твэлов. Это имеет перспективу для хранения твэлов реактора с газовым теплоносителем: такие твэлы не приспособлены для хранения в среде воды, так как вода оказывает на них сильное коррозионное воздействие. Кроме того, твэлы с газовым теплоносителем при выгрузке из реактора имеют более высокие температуры и, если их сразу помещать в бассейн с водой, могут разрушиться втулки, что приведет к разрыву твэлов. В сухом хранилище используется тот же газ, что применяется и для теплоносителя.

На АЭС в Уилфе (Англия) построены три отдельных сухих хранилища, из которых одно является резервным. В хранилище используется углекислый газ, что исключает возможность материалов твэлов, так как они рассчитаны для работы в среде этого газ. Хранилище состоит из 588 труб диаметром 140 мм каждая. Тепло твэлов передается конвекцией и лучеиспусканием к стенкам труб, которые снаружи охлаждаются воздушным потоком,двигающимся естественным путем.

После выдержки в бассейне (или в сухом хранилище) в специальных контейнерах твэлы отправляют на химический завод для переработки, где после удаления металлических покрытий их растворяют в азотной кислоте и далее из раствора извлекают отдельно плутоний и уран.

Торий. Торий – радиоактивный металл, состоит из нескольких изотопов с массовыми числами от 223 до 235. Но как сырье для производства ядерного горючего представляет интерес лишь изотоп Th^{232} , который находится в естественных условиях в земной коре. Период полураспада Th^{232} составляет

$1,4 \cdot 10^{10}$ лет. Металлический торий хорошо поддается ковке, штамповке и прокатке. Плотность тория $11,5 \text{ г/см}^3$, а температура плавления $1700 \text{ }^\circ\text{C}$.

На земном шаре тория-232 довольно много. В земной коре на глубине до 16 км по теоретическим исследованиям его содержится приблизительно 0,0012 % от веса тория. Это примерно столько же, сколько свинца, и гораздо больше, чем урана. Торий находится в редкоземельных элементах. За рубежом особенно богатые ториевые руды имеются в Индии, на Цейлоне, в Бразилии.

Для получения U^{233} обычно в реакторах облучают металлические блоки тория. Облученные блоки при переработке на заводе растворяют в азотной кислоте и затем из раствора отделяют U^{233} . В реакторах используются ториевые сплавы, состоящие из тория и обогащенного урана; из таких сплавов производят твэлы. Ториевые сплавы выдерживают значительные температуры ($900\text{--}1000 \text{ }^\circ\text{C}$) и могут работать при большом тепловом потоке. Кроме того, у них отсутствуют фазовые превращения.

При работе реакторов на тепловых нейтронах можно воспроизводить U^{233} из Th^{232} больше, чем Pu^{239} из U^{238} . В высокотемпературных реакторах используется диоксид тория ThO_2 , так как у нее гораздо выше температурная, радиационная и коррозионная стойкость.

2. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

2.1. Типы электростанций

Основным назначением электрических станций является выработка электрической энергии для снабжения ею промышленного и сельскохозяйственного производства, коммунального хозяйства и транспорта. Часто электростанции обеспечивают также предприятия и жилые здания паром и горячей водой.

На электростанциях, предназначенных только для производства электроэнергии, устанавливаются паровые турбины с глубоким вакуумом в конденсаторе, так как чем ниже давление пара на выходе из турбины, тем большая часть тепловой энергии рабочей среды превращается в электрическую. При этом основной поток пара конденсируется в конденсаторе и большая часть тепловой энергии, содержащейся в паре, теряется с охлаждающей водой.

Тепловые электрические станции (ТЭС), предназначенные только для производства электроэнергии, называют *конденсационными электрическими станциями* (КЭС). КЭС, работающие на органическом топливе, строят обычно вблизи мест добычи топлива.

Электростанции, предназначенные для комбинированного производства электрической и тепловой энергии, имеют паровые турбины с промежуточными отборами пара или с противодавлением. На таких установках тепло отработавшего пара частично или даже полностью используется для теплоснабжения, вследствие чего потери тепла с охлаждающей водой сокращаются или вообще не имеют места (на установках с турбогенераторами с противодавлением).

Для получения полноценной версии необходимо обращаться по адресу...



«Лаборатория информационных технологий в энергетике»,
Кафедра «Тепловые электрические станции»
Красноярского государственного технического университета
e-mail: boiko@krgtu.ru
р.т.: (8-3912) 49-72-99, 49-74-63
660074, г. Красноярск, ул. Академика Киренского, 26
Красноярский государственный технический университет