

**А.А. Пономарева, Е.О. Самуйлова, А.В. Лесных**  
**ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ**



**Санкт-Петербург**  
**2022**

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

УНИВЕРСИТЕТ ИТМО

**А.А. Пономарева, Е.О. Самуйлова, А.В. Лесных**

## **ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ**

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

РЕКОМЕНДОВАНО К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ В УНИВЕРСИТЕТЕ ИТМО  
по направлению подготовки 18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие  
процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»  
в качестве учебного пособия для реализации основных профессиональных  
образовательных программ высшего образования магистратуры

 УНИВЕРСИТЕТ ИТМО

**Санкт-Петербург  
2022**

Пономарева А.А., Самуйлова Е.О., Лесных А.В., Топливо-энергетические ресурсы– СПб: Университет ИТМО, 2021. – 107 с.

Рецензент(ы):

Карпов Константин Анатольевич, кандидат химических наук, доцент, доцент кафедры инновационного менеджмента, Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет "ЛЭТИ" им. В.И. Ульянова (Ленина);

Учебное пособие содержит основные сведения об имеющихся видах органического топлива, включая классификации топлива, основные характеристики и способы их оценки, а также сведения об основных способах переработки органических топлив в зависимости от их агрегатного состояния. Описаны все стадии переработки топлива, включая стадии механической обработки, химического преобразования, полного и неполного термического преобразования и другие. Представлены схематические описания основных устройств и систем, используемых для переработки органического топлива. Кратко описаны необходимые требования к использованию этих устройств или систем, а также сложности, возникающие при эксплуатации в зависимости от использования тех или иных сортов топлив.



**Университет ИТМО** – национальный исследовательский университет, ведущий вуз России в области информационных, фотонных и биохимических технологий. Альма-матер победителей международных соревнований по программированию – ICPC (единственный в мире семикратный чемпион), Google Code Jam, Facebook Hacker Cup, Яндекс.Алгоритм, Russian Code Cup, Topcoder Open и др. Приоритетные направления: IT, фотоника, робототехника, квантовые коммуникации, трансляционная медицина, Life Sciences, Art&Science, Science Communication. Входит в ТОП-100 по направлению «Автоматизация и управление» Шанхайского предметного рейтинга (ARWU) и занимает 74 место в мире в британском предметном рейтинге QS по компьютерным наукам (Computer Science and Information Systems). С 2013 по 2020 гг. – лидер Проекта 5–100.

© Университет ИТМО, 2022

© Пономарева А.А., Самуйлова Е.О., Лесных А.В., 2022

## Содержание

Содержание .....	3
ВВЕДЕНИЕ .....	5
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЧЕСКИХ ТОПЛИВАХ.....	5
1.1. Виды органического топлива.....	5
1.2. Современные представления о происхождении органического топлива [4] .....	7
1.3. Общие сведения о составе органических топлив .....	10
2. ТВЕРДЫЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ТОПЛИВА .....	11
2.1. Состояния твердого топлива.....	11
2.2. Классификация и характеристики твердых топлив.....	13
2.2.1. Основные характеристики и марки бурых углей [10, 11].....	14
2.2.2. Основные характеристики и марки каменных углей .....	14
2.2.3. Основные характеристики и марки сланцев .....	15
2.3. Основные технологические параметры и свойства твёрдого топлива .	16
2.3.1. Гранулометрический состав и крупность топлива .....	16
2.3.2. Механические свойства .....	19
2.3.3 Влажность топлива .....	19
2.3.4. Реакционная способность.....	22
2.3.5. Теплофизические свойства топлива.....	23
2.3.6. Зольность и минеральная часть топлива .....	25
2.3.7. Спекаемость .....	27
2.3.8. Шлакующие свойства углей.....	28
3. ЖИДКИЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ТОПЛИВА .....	32
3.1. Состав мазутов.....	32
3.2. Классификация и характеристики жидких топлив.....	33
3.3. Основные технологические параметры и свойства жидкого топлива .	34
3.3.1. Влажность топлива.....	34
3.3.2. Теплофизические свойства топлива.....	34
3.3.3. Минеральные примеси и зольность .....	38
4. ГАЗООБРАЗНЫЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ТОПЛИВА .....	38
4.1. Разновидности газообразного топлива .....	38
4.2. Характеристики газообразного топлива .....	40
5. БИОТОПЛИВА.....	45
5.1. Классификация биотоплива .....	45
5.2. Твердое биотопливо .....	47
5.2.1. Классификации твердых биотоплив .....	47
5.2.2. Дрова.....	47
5.2.3. Топливные брикеты и пеллеты.....	48
5.2.4. Биотопливо из термически обработанной биомассы .....	49
5.3. Жидкое биотопливо .....	49

5.3.1. Биоэтанол .....	49
5.3.2. Биометанол.....	50
5.3.3. Биобутанол.....	51
5.3.4. Биопропанол .....	52
5.3.5. Диметиловый спирт .....	52
5.3.6. Биодизель .....	52
5.3.7. Биотоплива второго поколения .....	53
5.4. Газообразное биотопливо.....	54
5.4.1. Биогаз / биометан .....	54
5.4.2. Синтез-газ.....	55
5.4.3. Биеводород.....	55
<b>6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОРГАНИЧЕСКИХ ТОПЛИВ</b> .....	<b>58</b>
6.1. Высшая и низшая теплота сгорания топлива .....	58
6.2. Калориметрический метод определения удельной теплоты сгорания топлива .....	60
6.3. Расчетные методы определения удельной теплоты сгорания.....	62
6.4. Теплота сгорания топливных смесей .....	62
<b>7. ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВО</b> .....	<b>64</b>
7.1. Общие сведения о ядерной энергетике.....	64
7.1.1. Основные атомные электростанции мира .....	65
7.1.2. Объекты ядерной инженерии.....	69
7.2. Физические основы ядерной энергетики.....	73
7.2.1. Строение атома.....	74
7.2.2. Радиоактивный распад.....	77
7.2.3. Ядерные реакции. Деление и синтез ядер .....	77
7.2.4. Классификация ядерных реакций.....	79
7.3. Конструкции реакторов .....	80
7.3.1. Основные элементы ядерного реактора.....	81
7.3.2. Технологические схемы с различными типами реакторов.....	85
7.3.3. Классификация реакторов .....	88
7.4. Основной топливный цикл.....	90
7.4.1. Газоцентрифужная технология.....	91
7.4.2. Переработка отработанного ядерного топлива.....	96
7.4.3. Источники появления отходов.....	99
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	<b>101</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	<b>101</b>

## ВВЕДЕНИЕ

В технике и технологии под «*топливом*» понимаются вещества, из которых в результате физических или химических процессов выделяют тепловую энергию, и их экономически целесообразно использовать в энергетических и технологических процессах. Топливо, которое используется для выработки электроэнергии и теплоты в промышленном масштабе, называют *энергетическим*.

Различают два вида энергетического топлива, отличающихся по принципу высвобождения энергии:

*органическое* топливо, которое выделяет тепловую энергию в результате химических экзотермических реакций окисления (горения) входящих в его состав горючих компонентов;

*ядерное* топливо, которое выделяет тепловую энергию в результате физических процессов преобразования вещества на ядерном уровне (деление ядер тяжелых элементов, синтез ядер легких элементов и т.п.).

Несмотря на бурное развитие ядерной энергетики во второй половине XX века, сегодня доля выработки энергии на основе использования органического топлива остается преобладающей, также ядерное топливо может быть использовано только в процессах обогащения и восстановления лишь ядерного топлива.

В данном пособии рассмотрены основные виды энергетических топлив органического происхождения и основные виды ядерного топлива.

Учебное пособие рекомендовано к использованию студентам, изучающим дисциплины «Топливные энергетические ресурсы» и «Альтернативные источники энергии» по образовательной программе «Биоэкономика и управление ресурсами», реализуемой в рамках направления подготовки 18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» для расширения, углубления и лучшего усвоения излагаемого лекционного материала, предусмотренных данными дисциплинами, а также в качестве вспомогательного материала при выполнении самостоятельной работы студентов, подготовке к практическим занятиям и промежуточной аттестации.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЧЕСКИХ ТОПЛИВАХ

### 1.1. Виды органического топлива

По происхождению всё органическое топливо подразделяется на *натуральное* (образованное само собой в естественной среде без вмешательства человека) и *искусственное*, получаемое в результате переработки природного топлива [1].

Также все природные виды топлива делятся на ископаемые, добываемые из недр, и *возобновляемые* (табл. 1), к которым относятся различные биомассы (древесина, растительные отходы и др.) [2].

К ископаемому топливу относятся: каменный и бурый уголь, антрацит, нефть, природный и попутный газ природных месторождений, торф, легковоспламеняющиеся сланцы и другое растительное и органическое топливо.

Таблица 1 – Виды органических топлив в зависимости от агрегатного состояния и способа получения

Агрегатное состояние	Естественное топливо	Искусственное топливо
Твердое	<i>Ископаемое:</i> Бурый уголь Каменный уголь Антрацит Горючий сланец	Буругольный брикет Кокс Полукокс Метаантрацит
	<i>Возобновляемое:</i> Торф Древесина	Торфяной брикет Древесный уголь Древесные отходы Гидролизный лигнин Сельскохозяйственные отходы Древесные пеллеты
Жидкое	Нефть	Мазут Дизельное топливо Бензин Керосин Сланцевое масло Газойль
Газообразное	Природный газ Попутный газ	Сжиженный газ Коксовый газ Доменный газ Пиролизный газ Генераторный газ Синтез-газ

К искусственным топливам относятся продукты технологической переработки природного топлива: бензин, керосин, мазут, брикеты из низкокачественного природного топлива, горючие отходы пищевой и бумажной промышленности, специально обогащенное на заводах топливо, газовое топливо из твердого топлива в результате технологических процессов (газовая термообработка сланца, генераторный газ, доменный газ, газ коксовых печей) и тому подобное. Искусственное топливо обладает свойствами, отличными от свойств исходного топлива [1].

По сфере потребления топлива разделяют на две группы:  
*энергетическое* топливо, потребляемое энергетическими компаниями при производстве электроэнергии и тепла;

*технологическое* топливо, используемое в качестве сырья для производства промышленной продукции (например, кокса, различных нефтепродуктов).

По агрегатному состоянию органическое топливо может быть *твердым, жидким и газообразным* [1, 3].

Первичная классификация органического топлива (по агрегатному состоянию и происхождению) приведена в табл. 1.

Основным энергетическим органическим топливом сегодня являются ископаемые угли; мазут; природный газ. Основными технологическими видами топлива являются каменные угли и антрацит, нефть и природный газ [3].

## 1.2. Современные представления о происхождении органического топлива [4]

*Исходные органические вещества.* Согласно современным представлениям, считается, что все виды ископаемого органического топлива возникли из остатков растений и микроорганизмов, которые жили 0,5–500 млн лет назад. Химический состав таких остатков характеризуется комбинацией четырех групп химических соединений:

1) *углеводов*, к которым относится, в частности, один из основных компонентов древесины – целлюлоза;

2) *лигнина* – межклеточного вещества высших растений;

3) *липоидов*, в том числе: *смолы* – смесь высокомолекулярных органических кислот, *воски* – сложные эфиры таких кислот и одноатомных спиртов, *жиры* – сложные эфиры глицерина (трехатомного спирта) и органических кислот;

4) *белков* (протеинов), молекулы которых состоят из соединений аминокислот, содержащих аминогруппы ( $-\text{NH}_2$ ) и карбоксильные группы ( $-\text{COOH}$ ).

Накопление органических остатков происходило в тех местах поверхности Земли, где эти остатки были защищены от полного окисления кислородом воздуха: в заболоченных районах страны и на дне морей и океанов, главным образом в мелководных прибрежных районах, особенно богатых микроорганизмами.

В условиях болотистой земли накапливались в основном остатки высших растений (деревьев, кустарников, трав и мхов). Особенность их химического состава – высокое содержание углеводов и лигнина при низком содержании липоидов и белков. Этот оригинальный органический



материал послужил источником образования ряда видов топлива, получившего название *гумолитов* (от лат. *humus* – перегной).

На дне прибрежных районов морей и океанов скапливались преимущественно остатки микроводорослей и бактерий, богатые липоидами и белками, но мало содержащие углеводов и почти не содержащие лигнина. Эта особенность исходного химического состава, а также особенности условий первичной трансформации (почти полностью исключен доступ воздуха) привели к образованию группы горючих окаменелостей, называемых *сапропелями* (сапропели в переводе с латинского – гнилостный ил).

*Стадии углефикации гумолитов.* Растительные остатки, скапливающиеся в болотах, подвергались воздействию микроорганизмов с ограниченным доступом воздуха. В результате образовался *торф*, в котором с возрастанием степени разложения росло содержание структурной массы *гуминовых кислот* – высокомолекулярных веществ, в молекулах которых присутствуют карбоксильные группы. В то же время уменьшилось содержание структурных элементов, имеющих форму первоначальных растений. Описанная стадия превращений (метаморфизм) растительных остатков называется стадией торфа.

Дальнейшие изменения происходили в других условиях и под влиянием других факторов после проникновения в земную кору в результате происходящих в ней сдвигов. В новых условиях органический материал был обусловлен высокими давлениями, достигавшими сотен МПа, повышенными температурами (180...250 °С), а также каталитическим действием горных пород. Преобразования, вызванные действием этих факторов, называются *углефикацией*.

Гумолиты, которые имеют низкую степень углефикации, называются *бурым углем*. На этом этапе в них хранятся некоторые гуминовые кислоты. Если положить измельченный бурый уголь в раствор щелочи, то из гуминовых кислот образуются растворимые соли – гуматы, окрашивающие раствор в коричневый цвет. Отсюда и происходит название бурого угля, который сам по себе часто не коричневые, а черные.

Более высокая степень гумолитики, вероятно, была достигнута в тех областях земной коры, где имели место более высокие температуры (250...350 °С). В этих условиях были разрушены наименее устойчивые элементы молекулярной структуры угля, в том числе карбоксильные группы. Таким образом, гуминовые кислоты были превращены в нейтральные гумины. Полное отсутствие гуминовых кислот в угле служит генетической характеристикой для отнесения такого угля не к бурым, а к *каменным углям*.

Превращение органического угольного вещества на этом не закончилось. Каменные угли, обнаруженные в земной коре, могут иметь различную степень углефикации.

Гумолиты высшей степени углерода называются *антрацитами*; они выделяются по химическому составу и свойствам, а также по внешним признакам: высокой твердости, хрупкости, отражательной способности (блеск).

*Метаморфизм сапропелитов.* Превращения сапропелитов на начальном этапе также происходили под влиянием биохимических факторов, но в условиях полного отсутствия свободного кислорода. При этом главную роль играли анаэробные бактерии, способные «отбирать» связанный кислород в остатках мертвых микроорганизмов. Специфический химический исходный состав этих остатков наряду с повышенной потерей кислорода способствовал предпочтительному превращению органического материала в смесь пограничных и непредвиденных углеводов.

Последующие превращения, как и в случае с углями, происходили в толще земной коры. В относительно мягких условиях процессы полимеризации неиспользуемых углеводов и отверждения органического материала, по-видимому, преобладают. Так образовались специфические угли – богхеды (угли водорослей), а также легковоспламеняющиеся сланцы.

Более глубокие химические превращения сапропеля в глубине земной коры при повышенных температурах и каталитическом действии горных пород привели к образованию смеси жидких и газообразных органических веществ, в основном углеводов. Эти смеси перемещались в пористых слоях, накапливались в участках земной коры, ограниченных непроницаемыми породами. В таких геологических структурах сейчас обнаружены месторождения нефти и газа.

*Петрографический состав углей.* Ископаемые угли (гумолиты) состоят из различных микрокомпонентов, которые можно идентифицировать с помощью микроскопа при рассмотрении полированных и вытравленных угольных разрезов (аншлифов) [5]. По петрографическим свойствам (отражение света, цвет, структура и рельеф) микрокомпоненты объединяются в группы.

Так, в состав бурого угля входят такие компоненты, как гуминит (обозначение – H) – однородный материал с высоким показателем отражения; инертинит (I) – матовый прочный пористый материал, в котором сохранилась клеточная структура древесины (стенки клеток обуглены) и другие.

В состав каменного угля входят витринит (Vt) – стекловидное вещество, продукт углефикации гуминита; фюзинит (F) – продукт углефикации инертинита, сходный с ним по внешним признакам, и др.

Петрографические исследования углей оставляют критерий, четко связанный со степенью их углефикации – среднее отражение света в  $R_0$ , %, увеличивающееся с увеличением степени углефикации. Значение  $R_0$  – основной критерий в современной классификации ископаемых углей.

Петрографический состав углей влияет на многие их технологические характеристики, поэтому классификация предусматривает выделение особых технологических подгрупп топлива: например, с преобладанием витринита – витринитовый уголь; фюзинита – фюзинитовый уголь.

### 1.3. Общие сведения о составе органических топлив

Все виды органического топлива состоят из компонентов, которые можно разделить на *легковоспламеняющиеся* и *негорючие* части. Количество и качество горючих компонентов в топливе определяют его энергетическую ценность [6].

Негорючие компоненты топлива, содержащие так называемый *балласт*, каким-то образом ухудшают качество и технологические показатели топлива, снижают его энергетическую ценность, ухудшают экономические и экологические показатели котельных и технологических установок.

Состав топлива определяется лабораторным анализом и обычно выражается в весовых пропорциях (для твердого и жидкого топлива), или по объему (для газообразного топлива). В этом случае необходимо указать, какая часть топлива будет принята за 100%.

Состав топлива является важнейшей характеристикой, которая, в сочетании с другими показателями, определяет его качество.

Газообразное топливо представляет собой смесь различных легковоспламеняющихся и негорючих газов. Объемный состав газообразного топлива задается в процентах. Информация о содержании газообразного компонента топлива всегда должна сопровождаться указанием на состояние газа, к которому относятся сообщаемые показатели состава. Обычно состав сухого газа указывается в нормальных условиях. В газообразном топливе могут содержаться примеси в виде водяного пара, смол, пыли. Содержание примесей дается в граммах на 1 м<sup>3</sup> сухого газа.

Твердое и жидкое топливо состоит из большого количества сложных химических соединений. Однако, с помощью лабораторного анализа можно определить общую массу основных химических элементов, содержащихся в топливе. Основу *элементарного* состава твердого и жидкого топлива составляют пять химических элементов: углерод С, водород Н, азот N, кислород О и сера S.

Кроме того, топливо содержит минеральные примеси (ММ), из которых при сгорании топлива образуются остатки золы А и влаги W. Зола и влага образуют так называемый *внешний балласт* топлива. *Внутренний балласт* топлива включает азот и кислород. Углерод, водород и сера являются *легковоспламеняющимися* элементами топлива [1].

### **Контрольные вопросы:**

1. Что такое энергетическое топливо?
2. Какие виды энергетического топлива вы знаете?
3. Какие классификации энергетического топлива существуют на данный момент?
4. Как подразделяется энергетические виды топлива по агрегатному состоянию? Какие топлива относятся к каждому пункту классификации?
5. Что называется искусственными топливами?
6. По природе образования органического топлива выделяют два основных механизма. Какие это механизмы? Как называются соответствующие виды топлива?
7. Что такое углефикация?
8. Что показывает петрографический состав углей?
9. Как принято описывать состав топлива?
10. Как определяют состав топлива?

## **2. ТВЕРДЫЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ТОПЛИВА**

### **2.1. Состояния твердого топлива**

Основные тепловые расчеты производятся по характеристикам, соответствующим так называемому рабочему состоянию топлива [7, 8]. Однако для анализа, сравнения и некоторых специальных расчетов необходимо знать свойства, соответствующие другим различным состояниям топлива [7].

Показатели качества топлива обозначают символами, которые могут иметь два индекса: верхний – отражающий состояние топлива, и нижний – уточняющий. Например, содержание влаги топлива обозначают  $W_t^r$ , где символ  $W$  означает воду (от английского слова *water*), верхний символ  $r$  отражает рабочее состояние топлива (от английского слова *raw* – сырьевой, исходный), а нижний символ  $t$  (от английского слова *total*) уточняет, что в данном случае приводится общее количество влаги, которое включает внешнюю влагу  $W_{ex}$  и влагу воздушно-сухого топлива  $W_h$ .

Схематически состав твердого топлива можно изобразить так, как это представлено на рисунке 1.

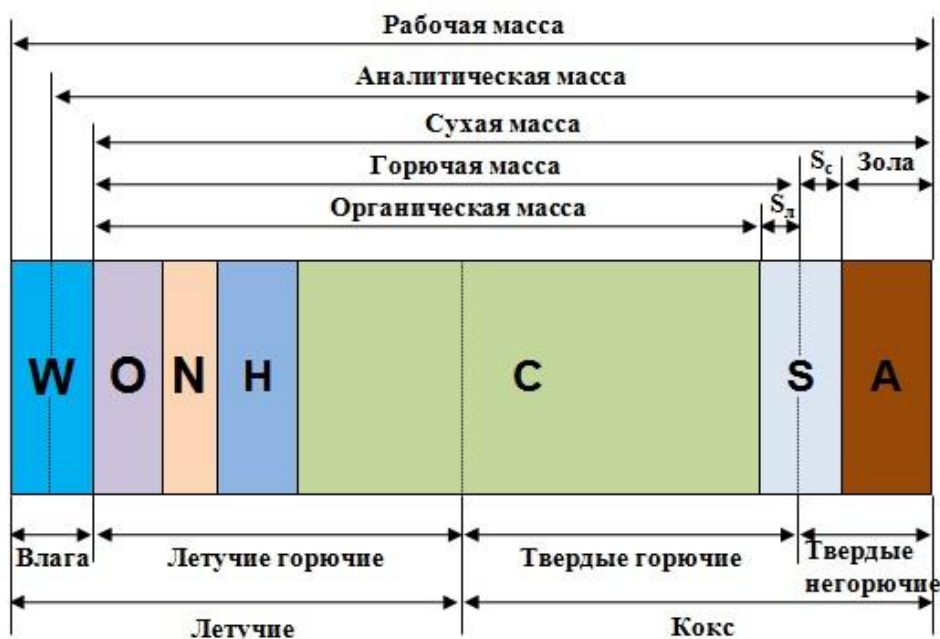


Рисунок 1 – Схематическое изображение состава твердого топлива

Для **твердого топлива** различают следующие состояния [3]:

*рабочее* (индекс *r*) – состояние топлива с таким содержанием общей влаги и зольностью, с которым оно добывается, отгружается или используется:

$$C^r + H^r + N^r + O^r + S^r + A^r + W_t^r = 100\%; \quad (1)$$

*аналитическое* (индекс *a*) – состояние аналитической (измельченной до кусков размером менее 0,2 мм) пробы топлива, влажность которого доведена до равновесного состояния с влажностью воздуха в лабораторном помещении:

$$C^a + H^a + N^a + O^a + S^a + A^a + W^a = 100\%; \quad (2)$$

*сухое* (индекс *d* – от английского слова *dry*) – состояние топлива, не содержащего общей влаги (кроме гидратной):

$$C^d + H^d + N^d + O^d + S^d + A^d = 100\%; \quad (3)$$

*сухое беззольное* (индекс *daf* – от английских слов *dry*, *ash* – «зольность», *free*) – условное состояние топлива, не содержащего общей влаги и золы:

$$C^{daf} + H^{daf} + N^{daf} + O^{daf} + S^{daf} = 100\%; \quad (4)$$

*органическая масса* (индекс *o*) – условное состояние топлива, не содержащего влаги и минеральной массы:

$$C^o + H^o + N^o + O^o + S^o = 100\%. \quad (5)$$

В формулах (1)-(5) под  $S$  подразумеваются летучие соединения серы.

В классификации твердых топлив используют условное состояние, называемое *влажным беззольным* (индекс af).

В зависимости от состояния топлива процентная доля компонентов, из которых оно состоит, будет меняться. Таким образом, самый высокий процент углерода и других органических компонентов будет в органической массе топлива, а самый низкий процент тех же компонентов характерен для ее рабочего состояния.

Состав топлива можно пересчитать из одного состояния в другое с помощью пересчетных коэффициентов [9]. Считается, что сухое беззольное состояние (ранее называемое "*горючей массой*") топлива достаточно стабильно, так как элементарный состав зависит от месторождения (степень метаморфизма) топлива. Внешний балласт (содержание влаги и золы), наоборот, может меняться в довольно широких пределах.

При изменении значения одного из компонентов балласта (влаги или зольности) изменяется содержание других компонентов топлива, а расчет состава рабочей массы топлива производится по формулам [7]:

$$x_2^r = x_1^r \cdot \frac{100 - W_{t2}^r}{100 - W_{t1}^r}, \quad (6)$$

$$x_2^r = x_1^r \cdot \frac{100 - A_2}{100 - A_1}. \quad (7)$$

В формулах (6) и (7) индекс 1 соответствует исходному состоянию топлива, а индекс 2 – новому (измененному); составляющие топлива выражены в процентах от массы.

## 2.2. Классификация и характеристики твердых топлив

К наиболее значимым из твердых топлив относятся ископаемые угли. В качестве признаков рассматриваются: средний показатель отражения витринита  $R_0$ , теплота сгорания влажной беззольной массы  $Q_S^{af}$ , выход летучих веществ на сухое беззольное состояние  $V^{daf}$ .

В соответствии с действующей классификацией (ГОСТ 25543–2013 [10]) различают три вида ископаемых углей в зависимости от основных генетических признаков, которые приведены в табл.2.

Таблица 2 – Классификационные признаки ископаемых углей [1, 10]

Вид угля	Средний показатель отражения витринита $R_0$ , %	Теплота сгорания на влажное беззольное состояние $Q_s^{af}$ , МДж/кг	Выход летучих веществ на сухое беззольное состояние $V^{daf}$ , %
Бурый	Менее 0,6	Менее 24	-
Каменный	0,4 - 2,59	24 и более	8 и более
Антрацит	2,2 и более	-	Менее 8

### 2.2.1. Основные характеристики и марки бурых углей [10, 11]

*Бурые угли*, в зависимости от величины максимальной влагоемкости на беззольное состояние  $W_{max}^{af}$ , разделяют на три группы (марки):

1Б – при  $W_{max}^{af} > 50$  %;

2Б – при  $30 < W_{max}^{af} < 50$  %;

3Б – при  $W_{max}^{af} < 30$  %.

Бурые угли характеризуются: высокой гигроскопической и, как правило, повышенной общей влажностью; высоким выходом летучих веществ ( $V^{daf} > 40$  %); не спекшимся коксовым остатком; пониженным содержанием углерода и повышенным – кислорода.

Теплота сгорания бурых углей колеблется в широком диапазоне: от 7-8 МДж/кг (у высоковлажных и высокозольных) до 18-20 МДж/кг (у сухих и малозольных).

При длительном хранении на открытом топливном складе бурый уголь теряет механическую прочность и трескается, проявляя повышенную склонность к самовозгоранию.

Прежде всего бурый уголь относится к некачественному топливу, перевозка которого на большие расстояния невыгодна, и поэтому используется вблизи места добычи. Исключение составляет бурый уголь Канско-Ачинского бассейна с достаточно высокой теплотой сгорания для бурого угля и низкими затратами на производство открытого метода с использованием высокоэффективной техники [7].

### 2.2.2. Основные характеристики и марки каменных углей

*Каменные угли и антрациты* в зависимости от выхода летучих компонентов  $V^{daf}$  и толщины пластического слоя  $u$  разделяют на марки, которые, в свою очередь, подразделяются на группы, которые представлены в табл. 3 [3].

Таблица 3 – Классификация каменных углей и антрацитов

Марка угля	Обозначение	Группа
Длиннопламенный	Д	-
Газовый	Г	1Г,2Г
Газовый жирный	ГЖ	1ГЖ, 2ГЖ
Жирный	Ж	1Ж,2Ж
Коксовый	К	1К,2К
Коксовый отощенный	КО	1КО, 2КО
Коксовый слабоспекающийся	КС	1КС, 2КС
Отощенный спекающийся	ОС	ЮС, 2ОС
Тощий спекающийся	ТС	-
Слабоспекающийся	СС	1СС, 2СС, 3СС
Тощий	Т	1Т,2Т
Антрацит	А	1А, 2А, 3А

Для каменных углей и антрацитов характерны: высокая теплота сгорания  $Q_i^r=15-25$  МДж/кг, обусловленная повышенным содержанием углерода, низкая гигроскопическая и общая влажность (как правило,  $W_t^r < 20\%$ ); высокая механическая прочность (и, соответственно, низкий коэффициент размолоспособности). Выход летучих веществ  $V^{daf}$  колеблется в достаточно широком диапазоне: от 3–12 % – у антрацитов и тощих углей, считающихся самыми низкорекреационными энергетическими топливами, до 40–45 % – у высокорекреационных длиннопламенных и газовых углей [11].

В целом, каменные угли относятся к кондиционным видам топлива, обладающим высокой конкурентной способностью на топливном рынке.

В обозначении углей присутствуют: наименование месторождения (бассейна), буквенное обозначение марки и класса крупности (или название продукта обогащения). Например: «Кузнецкий 2СС, СШ» означает каменный уголь Кузнецкого бассейна, марки 2СС (слабоспекающийся), класса СШ (крупность куска 0–13 мм – смесь семечка со штыбом); «Бабаевский 1Б, Р» – бурый уголь Бабаевского месторождения, марки 1Б (высоковлажный), класс рядовой (т.е. поставляется без предварительного отсева).

### 2.2.3. Основные характеристики и марки сланцев

*Горючий сланец.* К особому виду твердого энергетического топлива относятся горючие сланцы [1]. Минеральная часть сланцев в рабочем топливе достигает 70–75%, что обуславливает низкое значение теплоты сгорания  $Q_i^r=4,6--9$  МДж/кг. С другой стороны, отличительная особенность сланцев – самый высокий выход летучих веществ среди твердых



ископаемых топлив  $V^{\text{daf}} = 80\text{--}90\%$ , что относит его к высокорекреакционному виду топлива. В целом, горючий сланец – низкосортный местный вид энергетического топлива.

Следует отметить, что при термической обработке сланца можно получить значительное количество ценных жидких продуктов (например, сланцевую нефть, которая, в свою очередь, является жидким видом топлива), а также газообразных, с высокой теплотой сгорания. Поэтому сланец используется в качестве сырья в производстве энергии.

В [3] даются справочные данные о средних расчетных свойствах твердого топлива.

## **2.3. Основные технологические параметры и свойства твердого топлива**

### **2.3.1. Гранулометрический состав и крупность топлива**

Твердое топливо, поставляемое на ТЭС, имеет определенный размер кусков, который определяется условиями поставки. Размер топлива зависит от условий его производства и подготовки к поставке (например, сортировки, обогащения) [3].

Подготовка топлива на ТЭС для порошкообразного сгорания происходит в два этапа: предварительное дробление в стационарных дробилках до размера кусков 15–25 мм, затем – последующее измельчение в мельницах до порошкообразного состояния. При слоевом сжигании в котлах с мощностью пара до 25 т/ч подготовка топлива заканчивается на стадии дробления.

Характеристика размера топлива называется *гранулометрическим составом* [11]. Гранулометрический состав – количественное свойство, отражающее распределение топлива по размеру кусков (зерен). Для определения гранулометрического состава твердого топлива, поставляемого на электростанцию, после дробления и измельчения используют *ситовый анализ*, суть которого – сортировка образца топлива на стандартных ситах и определение выходов классов крупности [12].

*Класс крупности* обозначает совокупность кусков топлива с размерами, определяемыми размерами отверстий сит, необходимых для выделения этих кусков; это термин, используемый для классификации угля и ископаемых сланцев по размеру кусков (см. таб. 4) [3, 12].

Выход класса крупности – это отношение массы размера класса топлива к сумме масс всех классов образца топлива испытываемой пробы, выраженное в процентах.

Совокупность кусков топлива [13], которые после просева проходили через отверстия сита, называлась *подрешетным продуктом*, а которые оставались на сите – *надрешетным продуктом*.

Распределение размеров измельченного топлива и пыли принято характеризовать *выходом суммарного надрешетного продукта* (полного относительного остатка)  $R_d$  к соответствующему сити с размером отверстий  $d$  (в мм – для дробленки; в мкм – для пыли).

Зерновые характеристики дробленки и пыли описываются уравнением типа:

$$R_d = 100e^{-bd^n}, \quad (8)$$

где  $R_d$  – выход суммарного надрешетного продукта на каком-либо сите, %;

$d$  – размер ячейки данного сита, мкм;

$e$  – основание натуральных логарифмов;

$b$  – коэффициент, характеризующий тонкость помола ( $b=0,025-0,1$  – чем больше  $b$ , тем пыль тоньше);

$n$  – коэффициент, характеризующий равномерность гранулометрического состава ( $n = 0,6-1,8$  – чем выше значение  $n$ , тем меньше рассеянность зерен по крупности от их среднего значения).

Показатель  $n$  называют *коэффициентом полидисперсности*. Если известны значения выходов суммарного надрешетного продукта на каких-либо двух ситах  $R_{d1}$  и  $R_{d2}$ , %, с размерами отверстий  $d_1$  и  $d_2$  ( $d_1 > d_2$ ) мкм, то значение  $n$  можно определить по формуле:

$$n = \frac{\lg \left( \ln \frac{100}{R_{d1}} \right) - \lg \left( \ln \frac{100}{R_{d2}} \right)}{\lg d_1 - \lg d_2}. \quad (9)$$

Определив коэффициент  $n$ , можно легко найти значение коэффициента  $b$ . Для диапазона размеров частиц с постоянным значением коэффициента  $n$  по известному значению одного  $R_{d1}$  можно найти значение любого другого  $R_d$  по зависимости:

$$R_d = 100 \left( \frac{R_{d1}}{100} \right) \left( \frac{d}{d_1} \right)^n. \quad (10)$$

*Классификация топлива по размеру кусков* [3]. Сортировка топлива по размеру кусков перед поставкой потребителю происходит с помощью специальных сит большого размера, приводимых в движение специальными механизмами – грохотами. В таблице 4 даны установленные стандартом названия и обозначения классов крупности топлива и предельные размеры его частей.

Таблица 4 – Классификация ископаемых углей и сланца по размеру куска

Класс крупности	Обозначение	Размер кусков, мм
Плитный	П	100–200(300)
Крупный	К	50-100
Орех	О	25-50
Мелкий	М	13-25
Семечко	С	6-13
Штыб	Ш	Меньше 6
Рядовой	Р	0–200(300)

Примечание: Максимальный размер кусков классов П и Р; в скобках – для карьеров; без скобок – для шахт.

При переработке топлива на обогатительных фабриках (мокрым и сухим методом) на выходе получают такие продукты, которые подходят для потребления энергии, такие как: малозольный *концентрат*; высокозольный *промпродукт*, представляющий собой сrostки угля с породой; необогащенные *отсевы* мелких классов 0-6 мм, 0-13 мм, 0-25 мм; шлам размером 0-1 мм с повышенной зольностью.

В большинстве случаев на электростанции поставляют несортированный уголь класса Р с кусками размером до 200–300 мм.

*Характеристики дробления* [13]. Качество дробления топлива, как правило, контролируют рассевом пробы на ситах с круглыми отверстиями размером 5 и 10 мм и соответственно полными остатками  $R_5$  и  $R_{10}$ , %. Сита для дробленки принято нумеровать и называть по линейному размеру их ячеек в миллиметрах. Для надежной и экономичной работы пылеприготовительной системы рекомендуются следующие характеристики дробления топлива для всех типов мельниц:

остаток на сите 5 мм –  $R_5=20$  (35) %;

остаток на сите 10 мм –  $R_{10} = 5$  (14) %;

максимальный размер куска не более 15 (25) мм, где в скобках приведены значения для топлив с повышенной влажностью (т.е. способных «замазывать» дробильное оборудование).

*Тонкость помола* [13]. Для отсеивания пыли используются плетеные металлические сита с линейными размерами квадратных ячеек от 0,04 до 2,5 мм. Пылевые сита обычно пронумерованы и названы по линейному размеру их ячеек в микронах.

Обычно тонкость помола пыли характеризуется выходом суммарных надрешетных продуктов на ситах с ячейками 90, 200 и 1000 мкм – соответственно  $R_{90}$ ,  $R_{200}$  и  $R_{1000}$ , %. Например, при проектировании и расчетах мельничных устройств используют величину  $R_{90}$ . Содержание крупных частиц в пыли антрацитов и каменных углей оценивают величиной  $R_{200}$ , а в пыли бурых углей и сланцев –  $R_{1000}$ .

Следует отметить, что в прошлом гранулометрический состав топлива часто именовался «фракционным составом» [14]. Согласно действующим стандартам, эти понятия имеют разное значение.

*Фракционный состав* является количественной характеристикой топлива за счет содержания фракций *разной плотности*. Для определения фракционного состава твердого топлива используется метод *фракционного анализа*, в основе которого лежит расслоение пробы топлива на тяжелые жидкости с определенной плотностью и определение выходов фракций [14].

*Фракция* – это совокупность частиц топлива с плотностью, определяемой плотностью жидкостей, используемых при их расслоении.

В настоящее время термины «фракционный состав» и «фракция» используются в технологии обогащения топлива и других областях.

### 2.3.2. Механические свойства

*Коэффициент размолоспособности*. Способность топлива к измельчению характеризуют *коэффициентом размолоспособности*  $K_{ло}$  [15]. Методика определения (ГОСТ 15489.1–93 [15])  $K_{ло}$  заключается в измельчении порции воздушносухого топлива при принятой стандартом крупности и условиях помола и последующем ситовом анализе полученной пыли с определением полного остатка на сите 90 мкм –  $R_{90}$ . По найденному таким образом значению  $R_{90}$ , %, вычисляют значение коэффициента размолоспособности  $K_{ло}$  по формуле:

$$K_{ло} = 2,32 \left( \ln \frac{100}{R_{90}} \right)^{0,83}. \quad (11)$$

Чем легче размалывается топливо, тем тоньше получается пыль и, следовательно, выше значение  $K_{ло}$ . Значения  $K_{ло}$  для энергетических топлив изменяются в диапазоне от 0,85 до 2,5.

### 2.3.3 Влажность топлива

Влажность (обычно обозначаемая как  $W_t$ ) является наиболее важной технической характеристикой твердого топлива. Влага затрудняет воспламенение топлива, снижает уровень температуры в топке и увеличивает теплотери с дымовыми газами [1].

Влагосодержание топлива необходимо учитывать при выборе методов подготовки топлива для сжигания или переработки, а также оборудования для систем транспортировки топлива [16].

Влагосодержание твердого топлива зависит от его химической природы и геологического возраста, условий залегания и метода производства, а также условий транспортировки и хранения. Чем старше топливо (антрацит, тощий уголь), тем меньше в нем влаги. Наибольшая

влажность наблюдается в молодом топливе (бурый уголь, лигнит, торф).

*Типы влаги в зависимости от их отношения к топливу* [1]. В зависимости от формы связи влаги с топливом различают следующие основные типы: сорбционная влага, капиллярная, поверхностная, гидратационная.

*Сорбция* влаги связана со способностью твердого топлива, связанного с капиллярно-пористыми коллоидными телами, поглощать и удерживать (адсорбировать) влагу за счет сил межмолекулярного взаимодействия, которые могут происходить как на поверхности этих тел, так и в их объеме. Первый приводит к адсорбции молекул воды на границе раздела твердой и газовой фаз и определяет наличие в топливе так называемой «адсорбционной влаги». Сорбция влаги в массе приводит к образованию коллоидной химической (гелиевой) структуры органической части топлива. Вода, попадающая в эту структуру, называется коллоидной влагой.

*Капиллярная* влага – это часть влаги, которая заполняет довольно узкие поры топлива из-за, так называемой, «капиллярной конденсации».

*Поверхностная* влага обнаруживается на внешней поверхности кусков топлива (частиц) и в промежутках между частями, если эти пространства достаточно малы.

*Гидратная* влага (общее обозначение  $W^{MM}$ ) входит в состав кристаллогидратов, которые присутствуют среди минеральных примесей топлива и представлены главным образом силикатами (например,  $Al_2O_3 \times 2SiO_2 \times 2H_2O$  или  $Fe_2O_3 \times 2SiO_2 \times 2H_2O$ ) и сульфатами ( $CaSO_4 \times 2H_2O$ ,  $MgSO_4 \times 2H_2O$ ). Вода в кристаллогидратах содержится в строго определенных стехиометрических количествах, независимо от общей влажности топлива и внешних условий.

Сорбционная, капиллярная и поверхностная влага могут быть полностью удалены из топлива путем сушки при температуре 105–110°C, а полное удаление гидратной влаги может происходить только в результате химических реакций разложения кристаллогидратов при температуре 700–800°C. Гидратная влага обычно составляет лишь несколько процентов от содержания воды в топливе [1, 3].

*Технологические показатели влажности топлива.* При проектировании оборудования электростанций обычно используют различные показатели влажности топлива, определяемые опытным путем [16]. Наибольшую значимость имеет влажность топлива в его рабочем состоянии  $W_t^r$ , %.

Существует ряд стандартных методик определения общего содержания влаги в топливе. Наиболее распространенный и точный из них – весовой метод. Сущность его заключается в определении количества влаги по потере массы пробы при полном ее высушивании на воздухе при температуре 105–110°C. В найденную таким способом общую влагу  $W_t^r$  не входит гидратная влага.

Обычно общую влагу  $W_t^r$  определяют в два приема (двухступенчатым способом).

На первом этапе определяется так называемая *внешняя* влага  $W_{\text{ex}}^r$  – часть общей влаги топлива, которая удаляется при высушивании лабораторной пробы до воздушно сухого состояния при комнатной температуре.

На втором этапе определяется влага *воздушно-сухого* топлива  $W_h^r$  – часть общей влаги топлива, которая остается в нем после высушивания лабораторной пробы до воздушно сухого состояния. Определение  $W_h$  производится путем просушки лабораторной пробы (с крупностью зерен до 2 мм) при температуре 105–110°C.

Общую влагу  $W_t^r$  находят как сумму внешней влаги в топливе  $W_{\text{ex}}^r$  и влаги воздушно-сухого топлива  $W_h$  (с учетом пересчетного коэффициента) по формуле [17]:

$$W_t^r = \frac{W_{\text{ex}}^r + W_h \cdot (100 - W_{\text{ex}}^r)}{100}. \quad (12)$$

Для общего анализа (определение зольности, выхода летучих веществ, теплоты сгорания) используется аналитическая проба топлива. Поэтому различают также влагу *аналитической* пробы  $W^a$  – содержание влаги в пробе с крупностью зерен менее 0,2 мм.

Кроме того, существует понятие *гигроскопической* влаги  $W^{\text{ги}}$  – содержание влаги в аналитической пробе в состоянии равновесия с окружающей атмосферой при относительной влажности (60±2) % и температуре (20±5)°C.

Обычно колебания температуры и относительной влажности в лабораторных помещениях невелики, а значения их близки к упомянутым выше величинам, вследствие чего значения величин  $W_h$ ,  $W^a$  и  $W^{\text{ги}}$  различаются незначительно, поэтому в некоторых случаях приближенно принимают  $W_h = W^a = W^{\text{ги}}$

Твердое топливо при транспортировке (в открытых железнодорожных вагонах) и хранении на топливных складах (как правило, открытого типа) может подвергаться сильному увлажнению атмосферными осадками. Однако способность топлива удерживать в себе влагу имеет предел, называемый *максимальной влагоёмкостью*  $W_{\text{max}}$ , %. Величину  $W_{\text{max}}$  находят опытным путем или оценивают по приближенной формуле:

$$W_{\text{max}} = 1 + 1,07W_t^r, \quad (13)$$

где  $W_t^r$  – влажность рабочего топлива, %.

Влага топлива может вызвать перебои в подаче топлива на ТЭС [18]. По мере увеличения влажности твердого топлива подвижность его частиц ухудшается, и при достижении определенного критического содержания влаги, именуемой *влажностью сыпучести*  $W_{\text{сып}}$  (ранее этот показатель называли «предельной влажностью»  $W_{\text{пред}}$ ), частицы топлива так сильно слипаются, что полностью теряют способность свободно перемещаться друг относительно друга. Это можно сделать с небольшим дополнительным увлажнением топлива, поскольку обычно значение  $W_{\text{сып}}$  близко к рабочей влажности  $W_t^r$ . Потеря сыпучести топлива приводит к замерзанию топлива в бункерах сырого угля, к «засорению» линий подачи и, как следствие, к прерыванию подачи топлива для сгорания.

Зимой (при отрицательных температурах) мокрое, комковатое топливо часто вымерзает в монолит. Минимальная доля общей влажности, при которой становится возможным замерзание топлива, называется *влажностью смерзания*  $W_{\text{см}}$  (ранее этот показатель называли «безопасной влажностью»  $W_{\text{без}}$ ). Прибытие вагонов с замороженным топливом в компанию очень затрудняет подачу топлива.

#### 2.3.4. Реакционная способность

*Выход летучих веществ* (общее обозначение  $V$ ) – важная техническая характеристика топлива, которая дает представление о его частичном разложении при нагревании. Под воздействием высоких температур нестабильные углеводородные комплексы, входящие в состав топлива, распадаются на более простые соединения. При этом выделяются газообразные и парообразные горючие продукты разложения – летучие топлива.

Процесс термического разложения топлива можно разделить на три стадии в зависимости от температуры [19]: 1) разложение до 300°C называется *бертинированием*, образующийся твердый остаток называется *бертинатом*. При бертинировании выделяется небольшое количество малоценных газов (в основном CO, CO<sub>2</sub>, некоторое количество H<sub>2</sub> и углеводородов) и пирогенетической воды (обычно известной как  $W_{\text{СК}}$ ).

2) Разложение при 450–550°C называется *полукоксованием*, твердый остаток – полукоксом (общее обозначение  $sK$ ). На этой стадии выделяется большая часть горючего газа и смолы, а также увеличивается выход пирогенетической воды;

3) Разложение при 700–1100°C называется *коксованием*, твердый остаток – коксом (общее обозначение  $K$ ). На этом процесс высвобождения летучих веществ завершается. Твердый остаток состоит в основном из углерода и негорючих минеральных примесей.

Выделение летучих веществ характеризует *реактивность топлива* – способность воспламеняться.

Выход летучих веществ зависит от вида твердого топлива, а также от условий нагрева и температуры прокалки. Стандартный метод (ГОСТ Р

55660-2013) определения выхода летучих веществ заключается в прокаливании навески аналитической пробы топлива при температуре  $(900 \pm 5)^\circ\text{C}$  без доступа воздуха в течение 7 минут [20].

Выход летучих обычно относят к сухому беззольному состоянию  $\text{daf}$ . Значения  $V^{\text{daf}}$  твердых топлив приведены в [0, 3].

### 2.3.5. Теплофизические свойства топлива

*Теплота сгорания.* В случае твердого топлива нижняя теплотворная способность составляет от 4,6 до 26 МДж/кг и зависит главным образом от степени его метаморфизма и содержания балласта (влаги и золы). С повышением степени метаморфизма теплота сгорания топлива увеличивается, а с повышением балласта – снижается. Сланец с высокой зольностью, а также торф и бурый уголь с высоким содержанием влаги (например, с Лучегорского и Павловского месторождений) характеризуются низкой теплотой сгорания. Самые высокие значения теплотворной способности относятся к антрациту [3].

*Теплоемкость* твердого топлива в рабочем состоянии  $C_{\text{ТЛ}}^r$  кДж/(кг·К), определяется как

$$C_{\text{ТЛ}}^r = 4,19 \cdot \frac{W_t^r}{100} + C_{\text{ТЛ}}^d \cdot \frac{100 - W_t^r}{100}, \quad (14)$$

где  $C_{\text{ТЛ}}^d$  – теплоемкость сухой массы топлива, кДж/(кг·К), принимается по таблице 5.

Таблица 5 – Теплоемкость сухой массы твердого топлива, кДж/(кг·К)

Топливо	Температура, °С				
	0	100	200	300	400
Антрацит и тощий уголь	0,92	0,96	1,05	1,13	1,17
Каменный уголь	0,96	1,09	1,26	1,42	-
Бурый уголь	1,09	1,26	1,47	-	-
Горючий сланец	1,05	1,13	1,30	-	-
Торф фрезерный	1,3	1,51	1,80	-	-

Средняя теплоемкость золы твердых топлив  $C_{\text{ЗЛ}}$ , кДж/(кг·К), приведена в таблице 6.



Таблица 6 – Теплоемкость золы твердых топлив в зависимости от температуры

t, °C	C <sub>зл</sub> , кДж/(кг·К)	t, °C	C <sub>зл</sub> , кДж/(кг·К)	t, °C	C <sub>зл</sub> , кДж/(кг·К)
100	0,808	800	0,959	1500	1,172
200	0,846	900	0,971	1600	1,172
300	0,879	1000	0,984	1700	1,214
400	0,900	1100	0,996	1800	1,214
500	0,917	1200	1,005	1900	1,256
600	0,934	1300	1,047	2000	1,256
700	0,946	1400	1,130		

Примечание: Значения C<sub>зл</sub> при высоких температурах даны с учетом теплоты перехода из твердого в жидкое состояние; при t > 1600 °C они определены приближенно, экстраполяцией опытных данных.

*Плотность.* Все виды твердого топлива относятся к капиллярно-пористым коллоидным телам и представляют собой неоднородные материалы (как органические, так и неорганические), пронизанные порами и трещинами, заполненными влагой и воздухом. Таким образом, плотность твердого топлива, то есть масса на единицу объема, может быть различной в зависимости от того, какие структурные компоненты топлива содержатся в рассматриваемом объеме. Для твердого топлива существуют разные показатели плотности.

*Действительная плотность* топлива  $d^r$  (от английского слова *real density*) относится к объему, занимаемому твердыми составными частями топлива, и обычно рассчитывается на его сухое состояние  $d_r^d$ , кг/м<sup>3</sup>, по формуле [21, 22]:

$$d_r^d = \frac{100 \cdot d_0}{100 - A^d \cdot \left(1 - \frac{d_0}{2900}\right)}, \quad (15)$$

где  $A^d$  – зольность сухой массы топлива, %; 2900 – средняя плотность минеральных примесей в пересчете на золу для большинства видов твердого топлива, кг/м<sup>3</sup>;  $d_0$  – плотность органической части топлива, кг/м<sup>3</sup>.

Для антрацитов и тощих каменных углей плотность органической части подсчитывается по формулам [22]:

$$d_0 = \frac{10^5}{0,56C^{daf} + 5H^{daf}}, \quad (16)$$

где  $C^{daf}$ ,  $H^{daf}$  соответственно содержание углерода и водорода на сухое беззольное состояние топлива, %.

Действительная плотность топлива имеет значение при анализе его строения, в расчетах систем пылеприготовления, процессов горения частиц топлива и т. п.

*Кажущаяся плотность* топлива  $d_a$  (от английского словосочетания *apparent density*) представляет собой массу единицы объема куска топлива с учетом внутренних пор, заполненных влагой и воздухом [21, 22]. Для рабочего состояния топлива значение кажущейся плотности  $d_a^r$ , кг/м<sup>3</sup>, можно подсчитать по формуле:

$$d_a^r = \frac{100 \cdot d_r^d}{100 + (10^{-3} d_r^d) \cdot W_{\max}} \times \frac{100 - W_{\max}}{100 - W_t^r}, \quad (17)$$

где  $d_r^d$  – действительная плотность топлива на сухое состояние, кг/м<sup>3</sup>;  $W_{\max}$  – максимальная влагоемкость топлива, при которой все его поры заполнены влагой, %, находится опытным путем или по формуле (12);  $W_t^r$  – влажность рабочего топлива, %.

*Насыпная плотность*  $d_n$  отражает массу, заключенную в единице объема топливного слоя, который, помимо объемов твердых частиц и внутренних пор частиц топлива, содержит промежутки между частицами [23-25]. Насыпная плотность существенно зависит от гранулометрического состава (размера) топлива и его влажности. Поэтому различают насыпную плотность сырого топлива (до измельчения) и пыли (после измельчения) [24, 25].

Кажущаяся плотность и насыпная плотность топлива важны при расчете пневмотранспорта, сепараторов, бункеров, конвейеров сырого угля и т. д. [23]

### 2.3.6. Зольность и минеральная часть топлива

Минеральные вещества (общее название ММ – минеральная масса), которые содержатся во всех видах твердого топлива и чаще всего называются примесями, не связаны с органической массой топлива. В зависимости от происхождения, примеси можно разделить на *внутренние* и *внешние*. Внутренние загрязнения сформировались при образовании топлива, а внешние загрязнения появились при добыче (из горных отходов) или при транспортировке и погрузке топлива.

Минеральные примеси в топливе представляют собой сложную смесь различных минералов, в которую входят самые разные соединения: силикаты; сульфиды; карбонатные соединения кальция, магния, железа; сульфаты кальция и железа; фосфаты; хлориды и др. [18]

*Конверсия минеральной части топлива.* При сжигании топлива его минеральная часть претерпевает высокотемпературные превращения [26]. В результате полного выгорания органических веществ и преобразования минеральной части топлива остается твердый негорючий остаток – зола (общее название А).

При сжигании топлива и кальцинировании золы в воздушной атмосфере минеральные загрязнения претерпевают ряд преобразований. Таким образом, силикатные соединения теряют гидратированную влагу; соли оксида железа превращаются в оксидные соединения; карбонаты разлагаются с образованием оксидов и выделяют  $\text{CO}_2$ . Пирит и другие соединения серы, входящие в состав минеральной части, окисляются до  $\text{SO}_2$ . Соли щелочных металлов улетучиваются при температуре печи, а затем конденсируются на более холодных поверхностях труб или частицах золы. Эти процессы вызывают значительное изменение химического состава минеральных примесей при сгорании топлива. В результате *состав, вес и свойства золы существенно отличаются от свойств исходных минеральных примесей* [18].

Превращение каждого из исходных минералов происходит при определенных температурных условиях, в связи с чем состав и свойства золы зависят от условий сжигания. Образующиеся в результате продукты разложения исходных минералов могут взаимодействовать друг с другом и с газовой средой печи, поэтому на состав и свойства конечных продуктов золы также влияет газовая среда. Таким образом, качество, состав и свойства образующейся золы зависят от состава исходных минеральных примесей, а также от условий сжигания топлива.

*Зольность топлива* [18]. Для сравнения различных видов топлива по количеству и составу золы характеристика их *зольности А* определяется в условиях испытаний образцов топлива, которые строго указаны в государственном стандарте. Зольность обычно определяют в лабораторных условиях при испытании аналитической пробы топлива методом достаточно длительного прокалывания в условиях свободного доступа воздуха при температуре 800–830 °С [18, 27].

В реальных промышленных условиях сжигания топлива газовая среда топок (низкое содержание свободного кислорода) приводит к некоторым изменениям состава минеральной части и влияет на ее преобразования, которые обычно не достигают полного окисления, как это происходит в лабораторных условиях, когда преобразование заканчивается образованием соединений железа. Кроме того, при высоких температурах окружающей среды горения зола может частично возгоняться, плавиться и переходить в жидкое состояние – *шлак* [28]. Расплав различных соединений создает благоприятные условия для их контакта и взаимодействия, что в итоге также приводит к большой разнице в составе и свойствах шлака и исходных минеральных примесей.

Зола удаляется из котла в виде топочного шлака и *летучей* золы и покидает топку с продуктами сгорания [28].

*Состав золы и ее плавкость.* При проектировании и эксплуатации топлив с использованием установок и оборудования тепловых электростанций, работающих на твердом топливе, требуются данные о количественной зольности, ее составе и свойствах. Эти характеристики определяют наиболее важные решения об организации процесса горения, тепловых и проектных схемах установок, выборе оборудования для шлакозолоудаления и систем золоулавливания.

Наличие золы в топливе, помимо загрязнения окружающей среды, приводит к таким негативным явлениям, как шлакование и загрязнение поверхностей нагрева, их коррозия и эрозионный износ. Интенсивность воздействия золы на элементы котла во многом зависит от организации процесса горения [22].

*Химический состав золы* обычно выражают в процентах по массе следующими оксидами: кремния  $\text{SiO}_2$ , алюминия  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , титана  $\text{TiO}_2$ , железа  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , кальция  $\text{CaO}$ , магния  $\text{MgO}$ , калия  $\text{K}_2\text{O}$ , натрия  $\text{Na}_2\text{O}$  [28].

Особое значение при организации процесса сжигания топлива имеют *температурные характеристики плавкости золы*. Температуры, при которых зола переходит в размягченное и расплавленное состояние, зависят от ее химического состава и кристаллического строения. Температуры плавления определяют стандартными методами (ГОСТ 32978-2014 [29]), когда из золы прессуется образец с заданными размерами и помещается в печь. В процессе нагрева (в окислительной воздушной среде) фиксируют следующие характерные значения температуры:

- $t_A$  – *начало деформации*, когда появляется первое изменение формы пирамидки (округление кромок, наклон вершины),  $t_A = 1000-1200^\circ\text{C}$ ;
- $t_B$  – *плавление*, когда образец принимает форму полусферы или его вершина касается подставки,  $1100-1400^\circ\text{C}$ ;
- $t_C$  – *жидкоплавкое состояние*, когда образец растекается по подставке,  $t_C = 1200-1500^\circ\text{C}$  [22].

### 2.3.7. Спекаемость

В опыте по определению выхода летучих веществ можно получить еще одну характеристику угля – *спекаемость* [20].

Она характеризует способность угля образовывать при нагревании *нелетучий остаток* в виде кусочков кокса, обладающих определенной прочностью.

Нелетучий остаток, полученный в тигле после определения выхода летучих веществ, в зависимости от внешнего вида и прочности классифицируют (ГОСТ 55660–2013 [20]) следующим образом [30]:

- а) *порошкообразный* – мелкий сыпучий порошок;
- б) *слипшийся* – при легком нажиме пальцем рассыпается в порошок;
- в) *слабоспёкшийся* – при легком нажиме раскалывается на кусочки;
- г) *спекшийся, не спавленный* – для раскалывания на отдельные кусочки необходимо приложить усилия;
- д) *спавленный, не вспученный* – плоская лепешка с серебристым металлическим блеском поверхности;
- е) *спавленный, вспученный* – остаток с серебристым металлическим блеском поверхности, высотой менее 15 мм;
- ж) *спавленный, сильно вспученный* – нелетучий вспученный остаток с серебристым блеском, высотой более 15 мм.

В классификации углей имеют значение еще две характеристики спекаемости [11]:

- *индекс спекаемости по Розу RI*, характеризующий прочность кокса, получаемого из смеси испытуемого угля с неспекающейся добавкой (например, антрацитом).
- *толщина пластического слоя у*, мм, характеризующая количество пластической массы, образующейся при термическом разложении пробы угля в специальном приборе – пластометре.

### 2.3.8. Шлакующие свойства углей

На определенной стадии размягчения частицы летучей золы могут прилипать к загрязненным трубам, что приводит к безудержному росту отложений, обычно называемых вторичными отложениями. Температура, выше которой наблюдается это явление, называется температурой начала шлакообразования  $t_{шл}$  [22]. Интенсивность образования вторичных отложений резко возрастает при повышении температуры выше значения  $t_{шл}$ . Интенсивное образование этих отложений приводит к шлакованию. Отложения со временем затвердевают в результате вторичных процессов – спекания, кристаллизации и сульфатирования.

При существенно разном составе внутренней и внешней золы и хорошем отделении частиц внешних минералов от топлива на температуру в начале шлакования может влиять аэродинамика печи [31]. Из-за разной плотности частиц топлива и внешних минералов последние могут быть разделены на шлак, а летучая зола приближается к составу внутренней золы топлива. Если это деление приводит к увеличению огнестойкости летучей золы, температура начала шлакования повышается при значительном разделении внешних минералов в печи [32].

Степень разделения внешних минералов зависит от характера их распределения по органической массе топлива, а также от аэродинамики и уровня температуры в топке, поэтому влияние этих факторов на температуру начала шлакования должно определяться экспериментально [30].

Температуру начала шлакования при сжигании углей с кислым составом золы с точностью  $\pm 30^\circ\text{C}$  можно оценить по формуле [22]:

$$t_{\text{шл}} = 945 + 8,22 \frac{\sum K}{\sum O^*}, \quad (18)$$

где  $\sum K = \text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$ ;  $\sum O^* = \text{CaO} + \text{MgO} + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$ .

Размягченные частицы золы не могут прилипнуть к чистым поверхностям. При прохождении пограничного слоя частицы гранулируются и теряют липкие свойства. Поэтому первичный слой создается либо путем селективного разделения отдельных компонентов, либо когда на трубах оседает небольшая часть летучей золы с химическим составом, примерно соответствующим среднему. В первом случае обычно образуются прочные первичные отложения, во втором – рыхлый слой. После образования первичного слоя на трубах происходит шлакование поверхностей нагрева, что увеличивает температуру поверхности [33].

Наиболее распространенными постоянными первичными отложениями являются:

1) Отложения с повышенным содержанием оксидов железа (до 80%). Одна из причин их образования – наличие в золе-уносе частиц продуктов неполного окисления пирита. При этом образуются легкоплавкие соединения на основе эвтектического плавления FeO-FeS при температуре  $900\text{--}950^\circ\text{C}$ . Такие отложения наблюдаются при сжигании, например, подмосковного угля. Также отмечалось образование железных отложений при попадании сидерита в топливо.

2) Осадки с повышенным содержанием сульфата кальция (до 70%). Эти отложения вызваны осаждением и последующим сульфатированием оксида кальция, а также высвобождением сульфидов кальция на поверхностях нагрева и их последующим окислением. Угли Канско-Ачинского бассейна и балтийский сланец являются типичными примерами топлива, при сгорании которого образуются указанные отложения на поверхностях нагрева на выходе из топки.

3) Осадки с повышенным содержанием щелочных сульфатов (до 40%). Эти отложения образуются в результате испарения в печи и последующей конденсации слегка сублимированных щелочных соединений на поверхностях нагрева.

Если в летучей золе отсутствуют компоненты, которые могут выборочно осаждаться на поверхностях нагрева, первичный слой рыхлый или может вообще не образовываться. Это зависит от соотношения мелких инертных фракций в летучей золе, которые могут оседать на трубах, и крупных, удаляющих загрязнения [22, 34].

Для каменных углей с золой кислого состава при  $\text{CaO} + \text{MgO} < \text{Fe}_2\text{O}_3$  шлакующие свойства определяются по критерию  $R_s$ , равному отношению основных и кислых оксидов, умноженному на содержание в топливе серы:

$$R_s = \frac{\sum O}{\sum K} \cdot S^d, \quad (19)$$

где  $\sum O^* = \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO} + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$ ;  $\sum K = \text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$ .

При  $R_s < 0,6$  топливо малошлакующее, при  $0,6 < R_s < 2,0$  – среднешлакующее, при  $2,0 < R_s < 2,6$  – сильношлакующее, при  $R_s > 2,6$  – очень сильно шлакующее [22].

Загрязняющие свойства для углей с кислым составом золы оцениваются по критерию  $R_F$ , равному тому же отношению основных и кислых оксидов, помноженному на содержание в золе натрия:

$$R_F = \frac{\sum O}{\sum K} \text{Na}_2\text{O}. \quad (20)$$

При  $R_F < 0,2$  топливо малозагрязняющее, при  $0,2 < R_F < 0,5$  – среднезагрязняющее, при  $0,5 < R_F < 1,0$  – сильнозагрязняющее, при  $R_F > 1,0$  – очень сильно загрязняющее [34].

При освоении бурых углей с высоким содержанием CaO в золе, например, лигнитов Северной Дакоты, оказалось, что указанные критерии не отражают шлакующих и загрязняющих свойств этих топлив. Поэтому для таких углей шлакующие свойства предложено определять по характеристикам плавкости (критерий  $R_s^*$ ), а загрязняющие – по содержанию  $\text{Na}_2\text{O}$  в золе [22]:

$$R_s^* = \frac{t_{B\max} + 4 \cdot t_{A\min}}{5}, \quad (21)$$

где  $t_{B\max}$  – максимальное значение температуры полусферы, определенной в восстановительной и окислительной атмосфере;  $t_{A\min}$  – минимальное значение температуры начала деформации, определенной в восстановительной и окислительной атмосфере.

Классификация шлакующих свойств по этому методу: при  $R_s^* > 1340$  топливо малошлакующее, при  $1230 < R_s^* < 1340$  – среднешлакующее, при  $1150 < R_s^* < 1230$  – сильношлакующее, при  $R_s^* < 1150$  – очень сильно шлакующее.

При оценке загрязняющих свойств по содержанию  $\text{Na}_2\text{O}$  в золе классификация следующая: при  $\text{Na}_2\text{O} < 3,0$  топливо мало- и среднезагрязняющее, при  $3,0 \leq \text{Na}_2\text{O} \leq 6,0$  – сильнозагрязняющее, при  $\text{Na}_2\text{O} > 6,0$  – очень сильно загрязняющее.

Поскольку искусственность разделения топлив на две группы по составу золы очевидна (с повышением зольности зола основного состава постепенно становится кислой), были предприняты попытки разработать единые критерии для обеих групп топлив. В частности, для оценки шлакующих свойств предложен критерий  $R_{vs}$ , определяемый по формуле [22]:

$$R_{vs} = \frac{t_{25(\text{ок})} - t_{1000(\text{вст})}}{54,2 \cdot f_s}, \quad (22)$$

где  $t_{25(\text{ок})}$  и  $t_{1000(\text{вст})}$  – температуры шлака при вязкости 25 Па·с в окислительной среде и 1000 Па·с в восстановительной среде;

Коэффициент  $f_s$  в зависимости от температуры шлака при вязкости 200 Па·с составляет:

$t, ^\circ\text{C}$	1000	1100	1200	1300	1400
$f_s$	0,9	1,4	2	3,1	4,7

В зависимости от величины  $R_{vs}$  шлакование характеризуется следующим образом: при  $R_{vs} = 0,5 \div 0,99$  среднее, при  $R_{vs} = 1 \div 1,99$  сильное, при  $R_{vs} > 2,0$  очень сильное.

Таким образом, для определения критерия  $R_{vs}$  надо знать зависимость вязкости шлака от температуры в окислительной и восстановительной средах [22].

### Контрольные вопросы:

1. Какие состояния различают у твёрдых топлив?
2. Как выглядит классификация ископаемых углей?
3. Что показывает маркировка бурых углей?
4. Приведите классификацию каменных углей и антрацитов.
5. Какие основные особенности есть у горючего сланца?
6. Что такое гранулометрический состав топлива?
7. Где важно учитывать гранулометрический состав топлива?
8. Что такое выход класса крупности?
9. Как выглядит классификация ископаемых углей и сланца по размеру куска?
10. Что такое тонкость помола?



11. Чем отличается понятие «фракционный состав» топлива от «гранулометрического состава»?
12. Назовите основные характеристические параметры твердого топлива.
13. Какие типы влажности различают для твёрдых топлив?
14. Что такое выход летучих веществ? От чего этот параметр зависит?
15. Что относится к теплофизическим параметрам топлива?
16. Чем отличается кажущаяся плотность от действительной плотности и насыпной плотности?
17. Зачем оценивать зольность твердых топлив?
18. Параметр спекаемость относится к характеристикам органической или минеральной части топлива?
19. Как определяются и классифицируются шлакующие свойства твердых топлив?
20. Чем опасно шлакование? Какие основные виды шлакующихся осадков вы знаете?

### **3. ЖИДКИЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ТОПЛИВА**

Жидкое энергетическое топливо – мазут – производится при переработке нефти на нефтеперерабатывающих заводах. Печное топливо получают путем смешивания различных тяжелых остатков: гудрона, остатков вакуумной перегонки, остатков крекинга, к которым иногда добавляют фракции дистиллята. Пропорции компонентов, из которых изготавливается мазут, подбираются так, чтобы соответствовать требованиям ГОСТ, установленным для конкретной марки мазута.

Состояние жидкого топлива в основном такое же, как и у твердого топлива.

#### **3.1. Состав мазутов**

Подобно нефти, мазуты представляют собой сложные коллоидные соединения, способные образовывать в области температуры застывания псевдокристаллическую структуру, которая характеризуется пониженной текучестью.

*Элементарный состав.* В состав мазутов так же, как и нефти, входят углерод, водород, сера, азот и кислород [35]. Содержание химических элементов в мазутах колеблется в расчете на рабочую массу в относительно узких пределах:

- углерод  $C^r = 86-89 \%$ ;
- водород  $H^r = 9,6-12,2 \%$ ;
- сера  $S^r = 0,3-3,5 \%$ ;
- кислород с азотом  $O^r + N^r = 0,5-1,7 \%$ .

Элементный состав основан на углеводородах, которые определяют высокую теплотворную способность топочного мазута по сравнению с другими видами ископаемого топлива, используемыми на электростанциях [22].

*Соединения серы.* При переработке нефти большая часть соединений серы (70–90%) концентрируется в высококипящих фракциях, которые составляют основу топочного мазута. В топочном мазуте сера содержится в сераорганических соединениях (меркаптанах, сульфидах и т. д.), а также в форме сероводорода и элементарной серы. Все эти вещества легко растворяются в углеводородах.

Содержание серы в мазуте – очень важный показатель качества топлива [36]. По общему содержанию серы мазуты подразделяют на классы:

- низкосернистый ( $S^r < 0,5 \%$ );
- малосернистый ( $0,5 < S^r < 1 \%$ );
- сернистый ( $1 < S^r < 2 \%$ );
- высокосернистый ( $2 < S^r < 3,5 \%$ ).

Наблюдается закономерность: чем выше сернистость мазута, тем больше содержание в нем ванадия. В процессе сжигания мазута образуются токсичные оксиды серы, создающие также коррозионную опасность для низкотемпературных поверхностей нагрева.

### **3.2. Классификация и характеристики жидких топлив**

Нефтяные мазуты подразделяются на марки, различающиеся в первую очередь вязкостью. В обозначение марки входит число, показывающее условную вязкость мазута при регламентируемой ГОСТ температуре (50 или 80 °С) [36].

Флотские мазуты марок Ф5 и Ф12 являются наименее вязкими и предназначены для использования в судовых котлах [36].

Мазут марки 40 относится к категории среднего по вязкости топлива и обычно используется в промышленной энергетике [35].

На тепловых электростанциях в основном сжигают тяжелый мазут марки 100 и реже марки 40 [35].

Стандартная температура для определения условной вязкости мазута: 50°С – для марок Ф5 и Ф12; 80°С – для марок 40 и 100 [36].

В табл. 7 приведены нормируемые стандартом показатели качества топочных мазутов [36]. Как видно из табл. 7, в нормах качества мазутов разных марок не указана однозначно такая важная их характеристика, как сернистость. Мазуты марок 40 и 100 по содержанию серы могут относиться к любому из четырех классов сернистости топлива. Поэтому указание марки обычно сопровождается указанием класса сернистости мазута.

Таблица 7 – Показатели качества топочных мазутов

Показатель	Значения для мазута марок	
	40	100
Вязкость условная при температуре 80°C, °ВУ, не более	8	16
Зольность, %, не более	0,12	0,14
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5	1,0
Массовая доля воды, %, не более	1,0	1,0
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	90	110
Температура застывания, °С, не выше: для мазута из высокопарафинистой нефти для мазута из малопарафинистой нефти	25 10	42 25
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	965	1015

### 3.3. Основные технологические параметры и свойства жидкого топлива

#### 3.3.1. Влажность топлива

В соответствии с требованиями ГОСТ 10585-2013 влажность топочного мазута, подаваемого на электростанцию, не должна превышать 1% [36]. Однако при нагревании мазута перед сливом из резервуаров возможно значительное орошение топлива (до 10–15%) за счет конденсации используемого в этом случае пара низкого давления. Влага в небольших количествах способствует распылению мазута и улучшает условия воспламенения [37]. С повышением влажности уменьшается теплота сгорания топлива, возрастает опасность коррозионных процессов в мазутных магистралях и конвективных поверхностях нагрева и увеличиваются тепловые потери от газов, выходящих из котла.

#### 3.3.2. Теплофизические свойства топлива

*Теплота сгорания.* У обезвоженного мазута теплота сгорания колеблется в пределах от 39 до 41,7 МДж/кг и зависит от его состава соотношения главных горючих элементов H и C, а также от содержания S, O и N. Присутствие в составе мазута нефтяных смол и асфальтенов, характеризующихся пониженным соотношением H/C и высоким

содержанием S и O, снижает теплоту сгорания мазута [38].

*Вязкость.* Важнейшим показателем качества жидкого топлива является его *условная вязкость E*, которая определяется с помощью прибора, называемого вискозиметром Энглера, как отношение времени истечения порции (200 см<sup>3</sup>) испытуемого продукта через тарированное отверстие при стандартной температуре ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20°C. Такое безразмерное отношение называют *градусами условной вязкости (°ВУ)* [38]. Вязкость нефтепродукта составляет 1°ВУ, если время его истечения равно времени истечения воды, измеренному при 20°C. Стандартные температуры определения вязкости – 50, 80, 100°C (ГОСТ 6258–85 [39]).

Для инженерных расчетов мазутного хозяйства имеет значение *кинематическая вязкость* топлива (например, для расчета числа Рейнольдса при определении гидравлического сопротивления мазутопроводов) [38]. Кинематическая вязкость  $\nu$ , м<sup>2</sup>/с, связана с условной вязкостью E, °ВУ, приближенными формулами :

при  $E < 10^\circ\text{ВУ}$

$$\nu = 10^{-6} * \left( 7,2E - \frac{6,25}{E} \right), \quad (23)$$

при  $E > 10^\circ\text{ВУ}$

$$\nu = 7,41 * 10^{-6} E. \quad (24)$$

*Плотность.* Нефтепродукты обычно характеризуют безразмерной *относительной плотностью*  $\rho_4^{20}$ , которую определяют для топлива при температуре 20°C, относя ее к плотности воды при температуре 4°C [40]. Значения относительной плотности энергетических мазутов составляют  $\rho_4^{20} = 0,95-1,06$ . Плотность в сочетании с вязкостью определяет условия отстаивания воды из мазутов и осаждения механических примесей. Кроме того, плотность имеет значение для определения повышением температуры, относительная плотность мазутов уменьшается и может быть определена по формуле:

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \beta \cdot (t - 20), \quad (25)$$

где  $\rho_4^t$ ,  $\rho_4^{20}$  – относительная плотность мазута при определяемой температуре 20°C, соответственно;  $\beta$  – коэффициент объемного расширения топлива при нагреве на 1°C; для мазута  $\beta = (5-6) \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$  [40].

Кроме безразмерной относительной плотности  $\rho_4^{20}$ , согласно ГОСТ Р 51858–2002 [41], используют также  $\rho_{15}^{15}$ . Эту величину используют исходя из того, что в некоторых зарубежных странах за стандартную принята

одинаковая температура жидкого топлива и воды, равная 60°F, что соответствует 15,5°C. Взаимный пересчет  $\rho_4^{20}$  и  $\rho_{15}^{15}$  производится по формуле:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + \frac{0,0035}{\rho_4^{20}}. \quad (26)$$

*Реологические свойства.* При низких температурах (10-25°C) слишком вязкое печное топливо имеет свойство прилипать к стенкам емкостей, труб и устройств и прочно прилипать к ним в большем слое, чем ниже температура. При этом образуются смолистые и коксовидные отложения, которые трудно удалить [22]. Это явление известно как нестабильность топлива и определяется его реологическим свойством - способностью изменять структуру молекул углеводородов в зависимости от температуры. Когда топливо нагревается до 70°C и выше, оно не прилипает к стенкам [38].

*Температура застывания.* Под температурой потери текучести принимается температура нефтепродукта, при которой его вязкость увеличивается настолько, что если пробирка, заполненная исследуемым топливом, наклонена под углом 45° пробирки, уровень ее наполнения не переходит в горизонтальное положение в течение 1 минуты (ГОСТ 20287-91 [42]). Высокая температура застывания (25-42°C) характерна для мазутов с высоким содержанием серы и парафинов. Температура застывания напрямую влияет на выбор технологических решений при выборе схемы транспортировки мазута и его хранения [22].

*Температуры вспышки и воспламенения* – это показатели, характеризующие пожарную опасность жидкого топлива.

За *температуру вспышки* (или нижнего предела взрываемости) принимается температура топлива, при достижении которой выделяется столько паров, что их смесь с воздухом вспыхивает (взрывается) при попадании туда пламени (ГОСТ 4333–2014 [43]). Горение прекращается сразу после вспышки.

Когда температура жидкого топлива поднимается выше точки вспышки, концентрация паров в воздухе увеличивается. Вспышка, возникающая при зажигании пламени, создает все больше и больше тепла. Дополнительное тепло, в свою очередь, увеличивает испарение, что способствует ускоренному притоку горючих паров в зону горения. В результате процесс горения становится непрерывным. Температура, выше которой горение паров длится не менее 5 с после подачи пламени, называется *температурой воспламенения* (или верхним пределом температуры вспышки) [43].

Чем ниже температура воспламенения, тем выше риск возгорания топлива. Значения температуры вспышки топлива зависят от количества и молекулярного состава самых легких фракций, которые оно содержит. Эти фракции в основном испаряются при нагревании топлива, и именно их пары создают взрывоопасные концентрации в воздухе. Мазут, сжигаемый на электростанциях, имеет температуру вспышки 90–140°C; в случае мазута с высоким содержанием парафина оно может упасть до 60°C; для сырой нефти – 20–40°C. Температура воспламенения у большинства видов жидкого топлива превышает температуру вспышки на 60–70°C [44].

Во избежание возгорания температура топочного мазута в открытых системах должна быть ниже точки вспышки, но не выше 90°C, чтобы вода, содержащаяся в топливе, не закипела [45].

Также существует понятие температуры самовоспламенения, при которой пары жидкого топлива начинают самовоспламеняться, не зажигая пламени [46]. В случае мазута она находится в диапазоне 500–600°C и уменьшается в присутствии катализаторов и при обогащении воздуха кислородом [47].

*Теплоемкость* мазута  $C_m$ , кДж/(кг·К), зависит от температуры  $t$  и определяется следующим образом [22]:

при  $t < 100$  °C

$$C_m = 1,89 + 0,0053t, \quad (27)$$

при  $t = 100$ – $150$  °C

$$C_m = 1,3 + 0,0112t. \quad (28)$$

*Коэффициент теплопроводности.* При стандартных условиях (атмосферном давлении и температуре 20°C) коэффициент теплопроводности нефтепродуктов  $\lambda$ , в зависимости от их плотности, находится в пределах 0,12–0,16 Вт/(м·К) [47]. С повышением температуры коэффициент теплопроводности нефтепродуктов линейно понижается. В табл. 8 приведены значения коэффициента теплопроводности для мазутов, используемых на электростанциях.

Таблица 8 – Значения коэффициентов теплопроводности для мазутов

$t$ , °C	$\lambda$ , Вт/(м·К)	$t$ , °C	$\lambda$ , Вт/(м·К)
40	0,140	90	0,127
50	0,138	100	0,125
60	0,135	110	0,122
70	0,133	120	0,119
80	0,130	130	0,117

### 3.3.3. Минеральные примеси и зольность

При переработке нефти содержащиеся в ней минеральные примеси концентрируются в тяжелых фракциях, в основном в топочном мазуте. Массовая доля минеральных примесей составляет не более 1%. Минеральные примеси могут накапливаться в трубопроводах для мазута и резервуарах для жидкого топлива и блокировать тонкие каналы форсунок для жидкого топлива, тем самым нарушая нормальную работу горелки [46].

Суммарный зольный остаток после сжигания мазута невелик и не превышает 0,14 % от рабочего веса. Характерной особенностью золы топочного мазута является наличие пентоксида ванадия  $V_2O_5$ , содержание которого может достигать 50% и наличие которого значительно затрудняет работу мазутных котлов (из-за так называемой «ванадиевой коррозии» поверхностей нагрева) [35].

#### Контрольные вопросы:

1. Как называется основное жидкое органическое топливо? Из чего оно состоит?
2. Какая закономерность наблюдается для мазутов в зависимости от их сернистости?
3. Что является основой для классификации мазутов?
4. Какая характеристика изменяется с увеличением влажности жидкого топлива?
5. Назовите основные характеристики жидкого топлива.
6. Что такое температуры вспышки и воспламенения?
7. Какие ограничения накладываются на технологию приготовления жидкого топлива из-за его реологических свойств?
8. Что включает в себя понятие «температура самовоспламенения»?
9. Как изменяется коэффициент теплопроводности с повышением температуры?
10. Опишите характерные особенности содержания минеральных веществ в мазутах.

## 4. ГАЗООБРАЗНЫЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ТОПЛИВА

### 4.1. Разновидности газообразного топлива

Горючие газы природного и искусственного происхождения часто используются в качестве топлива в энергетике. Природный газ из месторождений чистого газа и сопутствующий газ из добычи нефти извлекаются из глубин земли и сегодня являются основными видами газообразного энергетического топлива. Искусственные газы образуются при переработке твердого или жидкого топлива или являются побочными

продуктами определенных отраслей промышленности. В настоящее время наиболее часто используемыми искусственными газами являются коксовые и высокие газы [48].

*Природный газ* представляет собой смесь различных углеводородов, основным компонентом которых является метан, содержание которого достигает 97–98 %. Природный газ также содержит небольшое количество углекислого газа, азота, пыли и водяного пара. Некоторые природные газы содержат сероводород, содержание которого не превышает 3–4 %. Перед поставкой потребителю природный газ обезвоживается, удаляется сероводород. Все природные газы чистых газовых месторождений легче воздуха [49].

*Попутный (или нефтепромысловый) газ* содержится в нефти в растворенном виде (при давлении в недрах земли равном десять МПа). Когда масло всасывается на поверхность и давление уменьшается, газ, содержащийся в нем, высвобождается. Сопутствующий газ отделяется от нефти в сепараторах, а затем из него отделяются ценные химические продукты и легко разжижаемые углеводороды. В отличие от нефтепромыслового газа, он содержит меньше метана и больше тяжелых углеводородов. Таким образом, его тепло и плотность горения выше, чем естественная [38, 50].

*Сжиженные газы* представляют собой смесь углеводородов, в основном пропана и бутана, с некоторыми более тяжелыми примесями. Источниками их производства являются сопутствующие газы нефтяных и газоконденсатных месторождений и газы, полученные при переработке нефти. В атмосферных условиях сжиженные газы переходят в газообразное состояние и при повышенном давлении или понижении температуры превращаются в жидкость. Эти газы обычно разжижаются для транспортировки и хранения и используются в газовой фазе для потребителей [38, 50].

*Коксовый газ* производится на коксовых заводах в качестве побочного продукта при производстве металлургического кокса из коксующегося угля. Высокотемпературное коксование угля заключается в сухой перегонке измельченного угля при температуре 1000–1500°C в специальных печах. В результате этого процесса получают твердые остатки (кокс) и газообразные продукты. После извлечения аммиака и ароматических углеводородов из сырого газа и очистки от примесей коксовый газ используется в качестве топлива. Выбросы коксового газа (2000–3200 м<sup>3</sup> с 1 т угля) и его состав во многом зависят от температуры процесса и качества угля [38, 50].

*Доменный газ* получают в качестве побочного продукта при плавке чугуна в доменных печах. Процесс образования высоких газов связан с взаимодействием коксоуглерода с промывкой и реакциями восстановления железной руды. Состав высокого газа зависит от влажности и температуры



высокого газового отопления, его обогащения кислородом и добавления природного газа в доменную печь. Количество сухого высокого газа, вырабатываемого на 1 тонну чугуна, составляет 2200–3200 м<sup>3</sup> [38, 50].

В случае *газообразного топлива* обычно различают два состояния: так называемый «сухой газ» и «влажный газ». Даже если водяной пар присутствует среди газообразных компонентов топлива, общий объем всех компонентов без этого пара («сухого газа») чаще всего считается 100%. Однако в некоторых случаях состав выражается в процентах от «влажного газа», то есть с учетом водяного пара [50].

## 4.2. Характеристики газообразного топлива

*Теплота сгорания.* Низшая теплота сгорания сухого газообразного топлива  $Q_i^d$  колеблется в широких пределах от 4 до 47 МДж/м<sup>3</sup> и зависит от его состава – соотношения и качества горючих и негорючих компонентов. Наименьшее значение  $Q_i^d$  у доменного газа, средний состав которого примерно на 30 % состоит из горючих газов (в основном оксида углерода СО) и примерно на 60 % из негорючего азота N<sub>2</sub>. Наибольшее значение  $Q_i^d$  у попутных газов, состав которых отличается повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Теплота сгорания природных газов колеблется в узком диапазоне  $Q_i^d = 35,5–37,5$  МДж/м<sup>3</sup> [38, 51].

*Плотность.* Различают абсолютную и относительную плотность газов [51].

Таблица 9 – Характеристики компонентов газового топлива [22]

Наименование	Хим. формула	Молярная масса М, кг/кмоль	Плотность		Объемные пределы воспламенения газа в смеси с воздухом, %	Теплота сгорания низшая, МДж/м <sup>3</sup>
			$\rho_c$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{отн}$ , кг/м <sup>3</sup>		
Метан	СН <sub>4</sub>	16,043	0,717	0,555	5,3...14,0	35,88
Этан	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	30,070	1,355	1,048	3,2...12,5	64,36
Пропан	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	44,096	2,011	1,555	2,4...9,5	93,18
Бутан	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	58,123	2,708	2,094	1,9...8,4	123,15
Пентан	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	72,150	3,454	2,671	1,4...7,8	156,63
Гексан	С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	86,176	3,848	2,976		173,17
Гептан	С <sub>7</sub> Н <sub>16</sub>	100,203	4,474	3,460		200,55
Этилен	С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	28,054	1,261	0,975	3,0...29,0	59,06
Пропилен	С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub>	42,080	1,913	1,480	2,0...11,1	86
Бутилен	С <sub>4</sub> Н <sub>8</sub>	56,108	2,597	2,008	1,7...9,0	113,51
Бензол	С <sub>6</sub> Н <sub>6</sub>	78,110	3,485	2,695		140
Водород	Н <sub>2</sub>	2,016	0,089	0,069	4,1...74,2	10,79
Оксид углерода	СО	28,010	1,250	0,967	12,5...74,2	12,64

Продолжение таблицы 9

Сероводород	H <sub>2</sub> S	34,082	1,536	1,188	4,0...45,0	23,37
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	44,011	1,977	1,529	–	-
Диоксид серы	SO <sub>2</sub>	64,066	2,926	2,262	–	-
Азот	N <sub>2</sub>	28,013	1,250	0,967	–	–
Кислород	O <sub>2</sub>	32,000	1,429	1,105	–	-
Воздух атмосферный	-	28,960	1,293	1,000	–	-
Водяной пар	H <sub>2</sub> O	18,020	0,833	0,644	–	-

Абсолютная плотность газа  $\rho_z$ , кг/м<sup>3</sup>, – это масса газа, приходящаяся на 1 м<sup>3</sup> занимаемого этим газом объема. При подсчете плотности отдельного газа объем его моля принимают равным 22,41 м<sup>3</sup> (как для идеального газа).

Относительная плотность газа представляет собой отношение абсолютной плотности газа при нормальных условиях и аналогичной плотности воздуха [51]:

$$\rho_{\text{отн}} = \frac{\rho_z}{\rho_{\text{в}}} = \frac{\rho_z}{1,293}, \quad (29)$$

где  $\rho_{\text{г}}$ ,  $\rho_{\text{в}}$  – соответственно абсолютная плотность газа и воздуха при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>. Относительную плотность газов обычно используют для сопоставления различных газов между собой.

Значения абсолютной и относительной плотности простых газов приведены в табл. 9 [22].

Плотность газовой смеси  $\rho_{\text{см}}$ , кг/м<sup>3</sup>, определяется на основе правила аддитивности, согласно которому свойства газов суммируются соответственно их объемной доле в смеси [51]:

$$\rho_{\text{см}} = \sum_{j=1}^n \left( \frac{X_j}{100} \right) (\rho_{\text{г}})_j, \quad (30)$$

где  $X_j$  – объемное содержание  $j$ -го газа в топливе, %;  $(\rho_{\text{г}})_j$  – плотность  $j$ -го газа, входящего в состав топлива, кг/м<sup>3</sup>;  $n$  – число отдельных газов в топливе.

Плотность газов  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>, в зависимости от температуры и давления, можно подсчитать по формуле [51]:

$$\rho = \rho_0 \cdot \frac{PT_0}{P_0T}, \quad (31)$$

где  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях ( $T_0 = 273$  К и  $P_0 = 101,3$  кПа), кг/м<sup>3</sup>;  $P$  и  $T$  – соответственно действительное давление, кПа, и абсолютная температура газа, К.

Почти все виды газообразного топлива легче воздуха, поэтому газ накапливается под потолками, когда он вытекает. В целях безопасности перед запуском котла обязательно проверяется отсутствие газа в наиболее вероятных местах его накопления. Свойства компонентов газового топлива приведены в таблице 9 [22].

*Вязкость* газов увеличивается с повышением температуры. Значения коэффициента *динамической вязкости*  $\mu$ , Па·с, можно подсчитать по эмпирическому уравнению Сазерленда [52]:

$$\mu = \mu_0 \frac{T_0 + C}{T + C} \cdot \left(\frac{T}{T_0}\right)^{\frac{3}{2}}, \quad (32)$$

где  $\mu_0$  – коэффициент динамической вязкости газа при нормальных условиях ( $T_0 = 273$  К и  $P_0 = 101,3$  кПа), Па·с;  $T$  – абсолютная температура газа, К;  $C$  – коэффициент, зависящий от вида газа, К, принимается по таблице 10.

Для смеси газов коэффициент динамической вязкости приближенно можно определить по значениям вязкости отдельных компонентов:

$$\mu = \frac{100}{\sum_{j=1}^n \frac{g_j}{\mu_j}}, \quad (33)$$

где  $g_j$  – массовая доля  $j$ -го газа в топливе, %;  $\mu_j$  – коэффициент динамической вязкости  $j$ -го компонента, Па·с;  $n$  – число отдельных газов в топливе.

В практике широко применяется коэффициент *кинематической вязкости*  $\nu$ , м<sup>2</sup>/с, который связан с динамической вязкостью  $\mu$  через плотность  $\rho$  зависимостью [53, 54]:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (34)$$

Коэффициент кинематической вязкости  $\nu$ , м<sup>2</sup>/с, в зависимости от давления и температуры, можно подсчитать по формуле [53]:

$$\nu = \nu_0 \frac{P_0 T_0 + C}{P T + C} \cdot \left(\frac{T}{T_0}\right)^{\frac{5}{2}}, \quad (35)$$

где  $\nu_0$  – коэффициент кинематической вязкости газа при нормальных условиях ( $T_0 = 273$  К и  $P_0 = 101,3$  кПа),  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $P$  и  $T$  – действительное давление, кПа, и абсолютная температура газа, К;  $C$  – коэффициент, зависящий от вида газа, К, принимается по таблице 10.

Значения коэффициентов кинематической вязкости для газообразных топлив приведены в табл. 10 [22].

Таблица 10 – Коэффициенты вязкости и теплопроводности компонентов газового топлива

Наименование газа	Коэффициент вязкости		Коэффициент теплопроводности $\lambda \cdot 10^3$ , Вт/(м·К)	Коэффициент Сазерленда $C$ , К
	динамический $\mu \cdot 10^6$ , Па·с	кинематический $\nu \cdot 10^6$ , $\text{м}^2/\text{с}$		
Метан	10,55	14,71	30,4	198
Этан	8,77	6,45	18,8	287
Пропан	7,65	3,82	15,2	324
Бутан	6,97	2,55	13,3	349
Пропилен	7,82	4,11	14,0	322
Бутилен	7,78	3,12		329
Водород	8,35	93,8	169	83
Оксид углерода	16,93	13,55	23,3	102
Сероводород	11,82	7,68		331
Диоксид углерода	14,09	7,10	14,7	255
Азот	16,93	13,55	23,9	107
Кислород	19,58	13,73	24,4	138
Воздух атмосферный	17,53	13,56	24,2	122
Водяной пар при 100°С	8,70	14,80	23,72	673

*Теплопроводность.* Молекулярный перенос энергии в газах характеризуется коэффициентом *теплопроводности*  $\lambda$ , Вт/(м·К). Коэффициент теплопроводности обратно пропорционален давлению и увеличивается с повышением температуры. Значения коэффициента  $\lambda$  можно подсчитать по формуле Сазерленда [3, 22]:

$$\lambda = \lambda_0 \frac{P_0 T_0 + C}{P T + C} \cdot \left(\frac{T}{T_0}\right)^{\frac{5}{2}}, \quad (36)$$

где  $\lambda_0$  – коэффициент теплопроводности газа при нормальных условиях ( $T_0=273$  К и  $P_0=101,3$  кПа), Вт/(м·К);  $P$  и  $T$  – соответственно действительное давление, кПа, и абсолютная температура газа, К;  $C$  – коэффициент, зависящий от вида газа, К, принимается по табл. 10.

*Теплоемкость* газообразного топлива  $C_{г.тл}^d$ , кДж/(м<sup>3</sup>·К), отнесенная на 1 м<sup>3</sup> сухого газа, зависит от его состава и в общем виде определяется как [3]:

$$C_{г.тл}^d = 0,01(C_{H_2}H_2 + C_{CO}CO + C_{CH_4}C_{CH_4} + C_{CO_2}C_{CO_2} + \dots + X_iC_{xi}),$$

где  $C_{H_2}, C_{CO}, C_{CH_4}, C_{CO_2} \dots C_{xi}, X_i$  – теплоемкости составляющих компонентов топлива, соответственно водорода, оксида углерода, метана, диоксида углерода и  $i$ -го компонента, кДж/(м<sup>3</sup>·К);  $H_2, CO, CH_4, CO_2 \dots X_i$  – содержание компонентов в топливе, соответственно водорода, оксида углерода, метана, диоксида углерода и  $i$ -го компонента, %.

*Теплоемкость* влажного газообразного топлива  $C_{г.тл}^r$ , кДж/(м<sup>3</sup>·К), определяется как [3]:

$$C_{г.тл}^d = 0,00124 \cdot C_{H_2O} \cdot d_{г.тл}, \quad (37)$$

где  $d_{г.тл}$  – влагосодержание газообразного топлива, г/м<sup>3</sup>.

*Взрываемость.* Смесь горючего газа и воздуха может взрываться в определенных пропорциях при наличии огня или даже искры, т. е. процесс воспламенения и сгорания происходит со скоростью, близкой к скорости распространения звука [22]. Взрывоопасные концентрации горючего газа в воздухе зависят от химического состава и свойств газа [55]. Объемные пределы концентрации воспламенения для отдельных горючих газов в смеси с воздухом приведены ранее в табл. 9. Наиболее широкими пределами воспламенения обладают водород (4–74% по объему) и оксид углерода (12,5–74%). Для природного газа усредненные нижний и верхний пределы воспламенения составляют по объему соответственно 4,5 и 17% [55]; для коксового – 5,6 и 31 %; для доменного – 35 и 74 % [22].

*Токсичность.* Под токсичностью понимается способность газа вызывать отравление живых организмов. Степень токсичности зависит от типа газа и его концентрации [56]. Наиболее опасными компонентами газа в этом отношении являются окись углерода CO и сероводород H<sub>2</sub>S [22].

Токсичность газовых смесей определяется в основном концентрацией наиболее токсичных компонентов в смеси, в то время как их вредное воздействие, как правило, значительно усиливается в присутствии других вредных газов [56].

Наличие и концентрация вредных газов в воздухе можно определить с помощью специального прибора – газоанализатора.

Почти все природные газы не имеют запаха. Для обнаружения утечек газа и принятия мер безопасности природный газ перед выходом на шоссе одорируется, то есть насыщается веществом, имеющим резкий запах (например, меркаптанами) [57].

### **Контрольные вопросы:**

1. Что такое природный газ? Каков его состав?
2. Что такое попутный газ?
3. Что такое сжиженные газы? Каков их состав?
4. В чём схожесть и различия между понятиями «коксовый газ» и «доменный газ»?
5. Назовите основные характеристики газообразного топлива?
6. Что показывает коэффициент кинематической вязкости?
7. Что такое взрываемость газообразного топлива?
8. Что такое токсичность газообразного топлива?
9. Как определяется токсичность газовых смесей?
10. Что делают с природным газом, чтобы улучшить критерии безопасности при работе с ним?

## **5. БИОТОПЛИВА**

### **5.1. Классификация биотоплива**

Биотопливо – это топливо из биологического сырья, которое обычно извлекается из переработки биологических отходов. Существуют также проекты с разной степенью развития, направленные на производство биотоплива из целлюлозы и различных видов органических отходов, но эти технологии находятся на ранней стадии развития или коммерциализации.

В зависимости от того, в каком агрегатном состоянии находится вещество, различают три основных типа топлива:

- 1) *Твердые*: дрова, торф, отходы животных и сельскохозяйственного производства и др.
- 2) *Жидкий*: биодизель, биметиловый эфир, биоэтанол, биобутанол и др.
- 3) *Газообразное*: биогаз, биометан, биоводород.

В зависимости от природы происхождения и способа получения биотоплива выделяют четыре вида [58, 59]:

- *Биотопливо первого поколения*

Биотопливо первого поколения – это топливо, полученное из пищевых культур, выращенных на сельскохозяйственных угодьях. Сахар, крахмал или масло, содержащиеся в растении, превращаются в биодизель или этанол путем переэтерификации или дрожжевого брожения.

- *Биотопливо второго поколения*

Биотопливо второго поколения – это топливо, изготовленное из лигноцеллюлозы, или древесной биомассы, или сельскохозяйственных остатков/отходов. Сырье, используемое для производства топлива, либо растет на сельскохозяйственных угодьях, но является побочным продуктом основной культуры, либо выращивается на маргинальных землях. Сырье второго поколения включает солому, лепешки, многолетние травы, ятрофы, растительные масла, твердые бытовые отходы и так далее.

- *Биотопливо третьего поколения*

Биотопливо третьего поколения включает в себя топливо, получаемое из водорослей. Микроводоросли бывают различных видов, например: фотоавтотрофные, гетеротрофные, фотогетеротрофные и миксотрофные. Их собирают методами флотации, флокуляции или гравитационным осаждением суспензии. Утолщение – это вторая стадия, используемая для концентрации суспензии водорослей после процесса наполнения. Водоросли могут образовываться в прудах или резервуарах, на суше и в море. Водорослевое топливо имеет высокую урожайность, может выращиваться с минимальным воздействием на пресноводные ресурсы, может производиться с соленой водой и сточными водами, имеет высокую температуру вспышки, биоразлагаемо и относительно безвредно для окружающей среды в случае разлива. Производство требует много энергии и удобрений, произведенное топливо разлагается быстрее, чем другие виды биотоплива, и плохо течет при низких температурах. К 2017 году по экономическим причинам большая часть усилий по производству топлива из водорослей была прекращена или перенесена на другие приложения.

- *Биотопливо четвертого поколения*

Этот класс биотоплива включает в себя электрическое и солнечное топливо. Электрическое топливо производится путем хранения электрической энергии в химических связях жидкостей и газов. Основными целями являются бутанол, биодизель и водород, но к ним относятся другие спирты и углеродсодержащие газы, такие как метан и бутан. Солнечное топливо – это синтетическое химическое топливо, получаемое из солнечной энергии. Свет преобразуется в химическую энергию, обычно путем восстановления протонов в водород или углекислый газ в органические соединения. При производстве этого сырья используются специальные живые микроорганизмы, которые с помощью фотосинтезирующих клеток могут вырабатывать биотопливо в течение некоторого времени (точнее – нескольких циклов фотосинтеза). Для обеспечения жизнедеятельности микроорганизмы используют в основном углекислый газ.

## 5.2. Твердое биотопливо

В зависимости от особенностей региона в структуре использования альтернативной энергии доминирует тот или иной источник. В странах с достаточным количеством лесов и хорошо развитым сельским хозяйством активно внедряются технологии сжигания биомассы как в виде сырья, так и в виде обогороженного биотоплива [59, 60].

### 5.2.1. Классификации твердых биотоплив

Межгосударственный стандарт ГОСТ 33103–2017 «Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива» в нескольких частях содержит различные классификации твердых биотоплив: общую классификацию биотоплив по происхождению, классификации дров, древесной щепы, древесных пеллет, древесных брикетов, недревесных пеллет, недревесных брикетов [61-67].

*Классификация твердого биотоплива по происхождению:*

- биотоплива из древесной биомассы;
- биотоплива из травяной биомассы;
- биотоплива из плодовой биомассы;
- биотоплива из биомассы водных растений;
- биотоплива из искусственных и непроизвольных смесей биомасс.

В 2017 году был введен Межгосударственный стандарт «Биотопливо твердое» (ГОСТ 34091–2017 «Биотопливо твердое. Номенклатура показателей качества») [68], который регламентирует технические параметры согласно именованию биотоплив, которые можно классифицировать следующим образом:

- 1) Дрова (включая бревна и поленья);
- 2) Измельченная древесина (древесная щепа, опилки, древесная стружка);
- 3) Кора;
- 4) Пеллеты;
- 5) Брикетты;
- 6) Отходы сельскохозяйственной переработки растительного сырья;
- 7) Биотопливо из термически обработанной биомассы (bio-char).

### 5.2.2. Дрова

Дрова – древнейшее топливо, используемое человечеством. В настоящее время в мире для производства дров или биомассы выращивают энергетические леса, состоящие из быстрорастущих пород (тополь, эвкалипт и др.). В России используется в основном сбалансированная древесина, не пригодная для производства.



Весовой процентный состав любой дровяной массы примерно одинаков. В него входят – до 60% целлюлозы, до 30% лигнина, 7–8% сопутствующих углеводов. Остальное (1–3%) – минеральные вещества.

По теплотворной способности все дрова можно разделить на три группы (ГОСТ 3243–88 [69]):

- берёза, бук, ясень, граб, ильм, вяз, клён, дуб, лиственница;
- сосна, ольха;
- ель, кедр, пихта, осина, липа, тополь, ива.

### **5.2.3. Топливные брикеты и пеллеты**

Топливные гранулы и брикеты – прессованные изделия из древесных отходов (опилки, стружка, кора, тонкая и нетрадиционная древесина, древесные остатки при вырубке лесов), соломы, сельскохозяйственных отходов (шелуха подсолнечника, скорлупа ореха, навоз, куриный помет) и другой биомассы [60]. Древесные топливные гранулы называются «пеллеты», они имеют форму цилиндрических или сферических гранул диаметром 8–23 мм и длиной 10–30 мм. В настоящее время производство топливных гранул и брикетов в России экономично только в больших количествах.

Из всех возобновляемых источников энергии пеллеты считаются одними из самых удобных из-за их доступности, транспортабельности и высокого тепла сгорания [60]. Существует два типа гранул:

- пеллеты для отопления жилых домов, которые из-за особой белизны называют «белыми»; это качественный вид гранул и продается по более высоким ценам.
- промышленные пеллеты, которые, как правило, большего диаметра, чем «белые»; из-за наличия в них высокой доли коры не имеют белого цвета, используются в производственных котельных и пр.

Брикетированию подлежат энергоносители биологического происхождения (в основном навоз и т. д.). Брикеты также сжигаются в каминах жилых домов и печах тепловых электростанций и генерируют дешевую электроэнергию. Отходы биологического происхождения, используемые в качестве компонентов брикетов – необработанные или с минимальной степенью подготовки к сжиганию: опилки, щепа, кора, шелуха, солома и др. Древесная щепа производится путем измельчения тонкого дерева или остатков древесины при деревообработке непосредственно на деревянном мешке или древесных отходах, в производстве - с помощью мобильных рубильных станков или со стационарными рубильными станками (шредерами). В Европе щепу сжигают в основном на крупных тепловых электростанциях мощностью от

одного до нескольких десятков мегаватт. Для создания брикетов часто используют также топливный торф, твердые бытовые отходы и т. д. [59]

#### **5.2.4. Биотопливо из термически обработанной биомассы**

Твердый продукт пиролиза биомассы известен как органический уголь и имеет высокое содержание углерода. По сравнению с жидкими и газообразными продуктами было проведено несколько исследований по производству твердого биоэнергетического топлива из отходов биомассы.

Наиболее высокоуглеродистым продуктом, получаемым в результате термического разложения (350–700°C) биомассы, является биоуглерод [60]. Считается, что высокое содержание влаги, низкая плотность и низкая мощность на единицу массы биомассы по сравнению с другими видами топлива, то есть углем, делают его использование экономически непривлекательным, так как транспортные затраты на единицу энергии относительно высоки. Пиролиз биомассы и/или торрефикация являются привлекательными решениями, которые могут способствовать разработке экономических альтернатив использованию биоматериалов в качестве топлива. Эти процессы превращают древесные материалы в продукты (например, органический уголь) с более высокой плотностью энергии, снижают транспортные расходы, содержание влаги и риски для здоровья и безопасности, связанные с хранением древесных гранул и щепы в близлежащих городах [59].

### **5.3. Жидкое биотопливо**

Жидкое биотопливо – современный вид биотоплива в жидком агрегатном состоянии. В настоящее время известно большое количество представителей этого вида биотоплива, наиболее важными из которых являются биоэтанол, биометанол, биобутанол, диметиловый эфир, биодизель, бионефть или жидкое биотопливо второго поколения [58].

#### **5.3.1. Биоэтанол**

Издревле известен способ получения этанола – алкогольное брожение органических продуктов, содержащих углеводы (виноград, фрукты и др.) под воздействием ферментов дрожжей и бактерий. Аналогично выглядит переработка крахмала, картофеля, риса, кукурузы и так далее.

Реакция эта довольно сложна, её схему можно выразить уравнением:



В результате брожения получается раствор, содержащий не более 15 % этанола, так как в более концентрированных растворах дрожжи обычно гибнут. Полученный таким образом этанол нуждается в очистке и концентрировании, обычно путем дистилляции.

Основными лидерами по производству биоэтанола являются Бразилия и США. Этанол в Бразилии производится преимущественно из сахарного тростника, а в США - из кукурузы.

Этанол является менее «энергоемким» источником энергии, чем бензин. Пробег машин, работающих на E85 (смесь 85% биоэтанола и 15% бензина; буква «E» от английского Ethanol), на единицу объема топлива составляет примерно 75% от пробега стандартных машин. Обычные машины не могут работать на E85, хотя двигатели внутреннего сгорания прекрасно работают на E10 (некоторые источники утверждают, что можно использовать даже E15). На «настоящем» этаноле могут работать только так называемые «Flex-Fuel» машины («гибкотопливные» машины). Эти автомобили также могут работать на обычном бензине (небольшая добавка этанола всё же требуется) или на произвольной смеси того и другого. Бразилия является лидером в производстве и использовании биоэтанола из сахарного тростника в качестве топлива. Автозаправки в Бразилии предлагают на выбор E20 (или E25) под видом обычного бензина, или «асоол», азеотроп этанола (96 %  $C_2H_5OH$  и 4 % воды; выше концентрацию этанола невозможно получить путём обычной дистилляции). Пользуясь тем, что этанол дешевле бензина, недобросовестные заправщики разбавляют E20 азеотропом, так что его концентрация может негласно доходить до 40%. Переделать обычную машину в «flex-fuel» можно, но экономически нецелесообразно [58].

Критики использования этанола в качестве топлива часто утверждают, что среди тростниковых плантаций часто вырубают тропический лес Амазонки. Но сахарный тростник не растет в бассейне Амазонки.

Более серьезным является то, что при сжигании этанола в выхлопных газах двигателей появляются альдегиды (формальдегид и ацетальдегид), которые наносят живым организмам не меньший вред, чем ароматические углеводороды [58].

### **5.3.2. Биометанол**

Промышленное выращивание и биотехнологическое преобразование морского фитопланктона считается одной из самых перспективных областей в области добычи биотоплива [59].

В начале 80-х годов ряд европейских стран совместно разработали проект, направленный на создание промышленных систем с прибрежными зонами для выращивания фитопланктона. Реализации этого проекта помешало мировое падение цен на нефть.

Первичное производство биомассы происходит за счет выращивания

фитопланктона в искусственно-изолированных водоемах на побережье.

Вторичными процессами являются метановое брожение биомассы и последующее гидроксирование метана для получения метанола. С точки зрения получения энергии эта биосистема имеет значительные экономические преимущества по сравнению с другими методами преобразования солнечной энергии.

Второй способ получения биометанола – термохимический, с катализаторами или без них. Исходным материалом для производства метанола может быть любой тип концентрированных углеродных материалов, таких как биомасса, твердые отходы, уголь или даже углекислый газ. В этом процессе углеродосодержащее сырье превращается в биогаз путем газификации, а затем используется для синтеза метанола после очистки и обработки. Основными преимуществами этого продукта биотоплива являются то, что метанол является распределенным источником энергии для производства электроэнергии и может легко распадаться на углекислый газ и водяной пар после сжигания [58].

Биометанол успешно производится в лабораторных реакторах, но требование высокой температуры и низкой эффективности преобразования (требуется большое количество биомассы) препятствует более широкому применению технологии в полной мере [58].

### 5.3.3. Биобутанол

Бутанол –  $C_4H_{10}O$  – бутиловый спирт. Бесцветная жидкость с характерным запахом. Широко используется в промышленности.

Основным преимуществом биобутанола является более высокая теплотворная способность (похожая на бензин), чем у биоэтанола из-за его более длинной цепи. Исследователи попробовали комбинации различных исходных материалов, организмов и целевого топлива для превращения целлюлозы в более высокие спирты, такие как 1-пропанол и 1-бутанол. Бутанол может быть получен после процесса ферментации ацетон-бутанола-этанола (AVE), процесса биоконверсии, который был обнаружен и постоянно изучался более 150 лет.

Бутанол начал производиться в начале двадцатого века с использованием бактерий *Clostridium saccharobutylicum* или *Clostridia acetobutylicum*. Многие важные факторы, такие как торможение продукта для организмов, высокая концентрация побочных продуктов брожения и высокая потребность в энергии для дистилляции, остановили прогресс коммерциализации процесса. Постоянно предпринимаются усилия для решения проблем с помощью биохимических подходов [59].

Бутанол не обладает коррозионными свойствами, может передаваться через существующую инфраструктуру. Может быть смешан с традиционным топливом. Бутанол может использоваться в топливных

элементах и в качестве сырья для производства водорода [58].

Сырьем для производства биобутанола могут быть сахарный тростник, свекла, кукуруза, пшеница, маниока, а в дальнейшем и целлюлоза [58].

### 5.3.4. Биопропанол

Как и биобутанол, биопропанол является еще одним биоспиртом с высокой теплотворной способностью. Изопропанол может быть обезвожен до пропилена, продукта, который можно использовать для этерификации жиров и масел для производства биодизеля. Изопропанол может быть получен благодаря микроорганизму *Clostridium* или генетически модифицированной *E. coli*. Большие перспективы существуют в коммерческом производстве изопропанола из глюкозы, получаемой из биомассы. Однако самая высокая концентрация биопропанола, которая могла быть получена экспериментально, по-прежнему намного ниже, чем титр при производстве биоэтанола. Ожидается, что дополнительные исследования повысят эффективность и доходность процесса до крупномасштабного применения [58].

### 5.3.5. Диметиловый спирт

Диметиловый эфир (ДМЭ) –  $C_2H_6O$ .

Может быть изготовлен как из угля, природного газа, так и из биомассы. Большое количество диметилового эфира производится из отходов целлюлозной бумаги. Разжижается при низком давлении.

Диметиловый эфир – экологически чистое топливо без содержания серы, содержание оксидов азота в выхлопных газах на 90% меньше, чем в бензине. Использование диметилового эфира в качестве топлива очень перспективно, так как не требует специальных фильтров, но необходимо пересмотреть системы электроснабжения (установка газовых баллонов, регулировка смеси) и зажигание двигателя, что не является дорогостоящей и сложной модернизацией. Поэтому некоторые страны (Китай, Россия) поддерживают развитие биотехнологий по производству диметилового эфира в качестве возможной альтернативы дизельному топливу [58].

### 5.3.6. Биодизель

Биодизель – топливо на основе жиров животного, растительного и микробного происхождения, а также продуктов их этерификации [59].

Растительные или животные жиры используются для производства биодизеля. Сырье может быть рапсовым, соевым, пальмовым маслом, кокосовым маслом или другими сырыми маслами, а также пищевыми отходами. Разрабатываются технологии производства биодизеля из

водорослей. Биодизель можно получить из биомассы водорослей с помощью ультразвуковой техники, где 51% липидов был извлечен из биомассы водорослей и переэтерифицировано для производства биодизельного топлива с использованием  $\text{CH}_3\text{ON}$  в качестве катализатора. В настоящее время также разрабатывается способ получения биодизеля из влажной биомассы водорослей путем гидролиза липидов и переэтерификации *in situ*. Этот процесс представляет собой двухступенчатый процесс без катализатора. На первом этапе внутриклеточные липиды гидролизуются субкритической водой. Жирные кислоты восстанавливаются в твердой части. На втором этапе твердые вещества переэтерифицируются в метиловые эфиры жирных кислот. Этот процесс исключает использование органических растворителей, сушку биомассы и катализаторов [58].

### 5.3.7. Биотоплива второго поколения

Биотопливо второго поколения – это различные виды топлива, которые производятся различными методами биомассы пиролиза или другого топлива, помимо метанола, этанола, биодизеля из источников сырья «второго поколения».

Источниками сырья для биотоплива второго поколения являются соединения лигноцеллюлозы, которые остаются после удаления частей биологического сырья, подходящих для пищевой промышленности. Использование биомассы для производства биотоплива второго поколения направлено на сокращение количества пригодной для использования земли, пригодной для сельского хозяйства. К растениям-источникам сырья второго поколения относятся:

1) Водоросли – это простые организмы, приспособленные к росту в загрязненной или соленой воде (они содержат в двести раз больше нефти, чем источники первого поколения, такие как соевые бобы).

2) Рыжик (лат. *Camelina*) – род травянистых растений, растущих вместе с пшеницей и другими зерновыми культурами. Камелина вырастает до высоты 30–120 см с ветвистыми стеблями, которые к зрелости становятся деревянистыми.

3) *Jatropha curcas* или Ятрофа – растение, растущее на сухих почвах, с содержанием масла от 27 до 40%, в зависимости от вида.

Быстрый пиролиз позволяет превращать биомассу в жидкость, которую легче и дешевле транспортировать, хранить и использовать. Из жидкости можно производить топливо, в том числе и для электростанций.

Наиболее известными производствами биологического топлива второго поколения, продаваемого на рынке, являются бионефть (BioOil) канадской компании Dynamotive и SunDiesel немецкой компании CHOREN Industries GmbH [58, 59].

## 5.4. Газообразное биотопливо

К основным разновидностям газообразного топлива относятся биогаз (биометан), биоводород и синтез-газ [59].

### 5.4.1. Биогаз / биометан

Биогаз – это газ, состоящий в основном из метана ( $\text{CH}_4$ ) и углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) в различных пропорциях, в зависимости от состава органического вещества, из которого он был получен. Основными источниками биогаза являются отходы животных и сельскохозяйственные промышленные отходы, а также отходы городских очистных сооружений и органическая фракция бытовых отходов. При производстве биогаза путем анаэробного брожения могут использоваться все виды органических материалов, кроме лигнина. Очищенный биогаз уменьшает выбросы парниковых газов, а также ряд других преимуществ для окружающей среды при использовании в качестве топлива в автомобиле. Биогаз производит меньше оксидов азота, углеводородов и окиси углерода, чем бензин или дизельное топливо и двигатели, работающие на очищенном биогазе, более тихие дизельные двигатели.

Биогаз образуется в результате биологических процессов разложения без кислорода (анаэробный процесс), которые позволяют производить биогаз из органических веществ, образующихся на свалках или в закрытых реакторах, широко известных как анаэробные реакторы. Дегазация свалок путем сбора образующегося биогаза улучшает условия безопасности для эксплуатации этих свалок, и во многих случаях используется энергия собранного биогаза. Органическое вещество (субстраты) подается в анаэробные реакторы и сохраняются определенные условия эксплуатации (время пребывания, температура и т. д.). Чтобы максимизировать производство биогаза в реакторах, различные типы субстратов (общая ферментация) обычно смешиваются, чтобы обеспечить достаточную концентрацию питательных веществ, необходимых анаэробным микроорганизмам. При общей стратегии брожения следует обратить особое внимание на выбранные смеси, которые должны позволить биологическим процессам идти без ограничений.

Биогаз состоит из примерно 65–70% метана ( $\text{CH}_4$ ) и 25–30% углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ), а также небольшого количества других газов, таких как сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ) с типичной теплотворной способностью 21-24 МДж/м<sup>3</sup>. В биогазе также могут присутствовать следы водорода ( $\text{H}_2$ ), азота ( $\text{N}_2$ ), аммиака ( $\text{NH}_3$ ) и кислорода ( $\text{O}_2$ ). Обычно смесь насыщена водяным паром и может содержать частицы пыли и силоксаны [59].

Выход биогаза выражается в процентах от массы сухого или влажного материала. Биогаз может использоваться непосредственно на тепловых

электростанциях (ТЭЦ) с максимальной топливной экономичностью. Если ТЭЦ практически невозможна и генерируется только электричество, улучшение качества биогаза до биометана является лучшей альтернативой для использования его в качестве автомобильного биотоплива или в качестве замены ископаемого природного газа в существующей сети. Этот процесс увеличивает содержание энергии, удаляя  $\text{CO}_2$ , увеличивая содержание метана и удаляя частицы пыли,  $\text{H}_2\text{S}$ , силоксаны и другие примеси, чтобы предотвратить загрязнение и образование опасных соединений во время горения. Затраты энергии, необходимые для процесса модернизации, составляют около 10% вырабатываемого метана, который рассчитывается на основе затрат энергии, необходимых в процессе.

### 5.4.2. Синтез-газ

Синтез-газ, также известный как водяной газ или генераторный газ, в основном представляет собой смесь окиси углерода и водорода. В промышленности с использованием биотехнологии синтез-газ получают путем плазменной газификации отходов и сырья, газификации угля и биоматериалов. В зависимости от способа изготовления соотношение монооксида и водорода может варьироваться от 1:1 до 1:3.

Синтез-газ также может содержать метан (до 11 об.%) и углекислый газ (до 35 об.%). Соотношение компонентов в смеси синтез-газа очень приблизительное, так как повышение температуры во время синтеза может увеличить количество окиси углерода, а давление может быть увеличено для увеличения содержания водорода и метана [59].

### 5.4.3. Биоводород

Биоводород – это водород, полученный из биомассы термохимическими, биохимическими или другими способами, например, путем обработки водорослей.

Производство водорода из возобновляемой биомассы имеет ряд преимуществ по сравнению с ископаемым топливом. Ряд процессов практикуется для эффективного и недорогого превращения и использования биомассы в водород. Существуют различные технологические процессы для эффективного и экономичного преобразования и использования биомассы для получения биоводорода:

1) *термохимическая газификация* [60];

Тепловая, паровая газификация и частичное окисление. Технологии газификации находятся в разработке во всем мире. Сырье для этих технологий включает остатки сельскохозяйственных и лесных продуктов из лиственных пород, мягкой древесины и трав. Тепловая газификация – это,



по сути, высокоскоростной пиролиз, выполняемый в диапазоне температур 600-1000°C в газификаторах с псевдоожиженным слоем.

2) *быстрый пиролиз с последующим риформингом углеводных фракций бионефти* [60];

Пиролиз производит жидкий продукт под названием бионефть, который является основой для нескольких процессов разработки топливных химикатов и материалов. Каталитический паровой риформинг при 750–850°C с использованием катализаторов на основе никеля представляет собой двухэтапный процесс. Первым шагом пиролиза является использование тепла для диссоциации сложных молекул на простые части. Затем газовая парная смесь, образующаяся на первой стадии, превращается в водород.

3) *прямая солнечная газификация* [59];

Уже более 50 лет разрабатываются солнечные тепловые газогенераторы. Солнечная энергия в таких устройствах преобразуется в тепловую энергию, достаточную для течения термически-деструктивных процессов биомассы. Возможность получения хорошего выхода водорода из сельскохозяйственных отходов была экспериментально продемонстрирована при использовании параболического зеркального отражателя. Были разработаны методы получения биоводорода с использованием термокаталитической целлюлозы-реформирования и древесной массы с концентрированной солнечной энергией. Производство водорода и окиси углерода осуществлялось при температурах 700–750°C на катализаторе Pt/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Биоводород получают путем последующей очистки смеси окиси углерода.

4) *различные новые процессы газификации* [60];

Были разработаны методы получения биоводорода с использованием термоядерного устройства для испарения органических отходов в подземном крупномасштабном плазменном процессе. Были также разработаны технологии получения водорода путем электролиза смеси угля, извести и воды. Существует процесс, основанный на двухступенчатом процессе с открытым циклом, который включает в себя восстановление In<sub>2</sub>O<sub>3</sub> углеродом (углем) с его повторным окислением водой, при котором происходит образование водорода. Метод также был использован с использованием электрохимической ячейки, где угли и другие формы твердого углеродсодержащего ископаемого топлива могут быть окислены до оксидов углерода, образующихся на аноде и водорода на катоде. Образующиеся газы зависят от концентрации угольного шлама и электродного потенциала.

5) *конверсия синтез-газа из биомассы* [59];

Возможно получение водорода путем газификации биомассы в реакторе из пористого железа. Железо-паровой способ получения водорода является одним из наиболее распространенных методов. Он основан на

реакциях взаимодействия металлического железа и оксида железа с водяным паром при температурах 650–800°C. Недавние исследования показали возможность использования классического процесса железа и пара для очистки синтез-газа (в основном CO и H<sub>2</sub>) в чистый H<sub>2</sub>. Также были разработаны технологии очистки азотсодержащего восстановительного газа из карбюратора биомассы с использованием древесины и древесных отходов. Процесс состоит из двух этапов: (1) очистка газа от твердой биомассы, угля или метана, и (2) хранение энергии в пористом (губчатом) железе.

б) *сверхкритическая конверсия биомассы* [59, 60];

Существуют методы превращения всей биомассы в водород в воду при низких температурах, но в сверхкритических условиях, особенно при повышенном давлении (до 35 МПа). При таком способе получения биоводорода практически не образуются твердые остатки или полукорксы.

7) *микробное преобразование биомассы* [59].

Высококонцентрированные органические сточные воды являются одними из наиболее широко используемых биомасс, которые могут использоваться для микробного превращения в водород. Был разработан уникальный процесс, в котором субстраты, такие как углеводы, ферментируются консорциумом бактерий; они производят водород и углекислый газ. Твердые бытовые отходы и ферментированный осадок сточных вод могут генерировать большое количество водорода, подавляя образование метана при подаче низковольтного тока в осадок сточных вод. Существуют также методы фотосинтетического высвобождения водорода из твердых бытовых отходов. Эксперименты показывают, что кислые воды, образующиеся в ходе получения электроэнергии, получаемой из таких отходов, являются хорошим субстратом для роста *Rhodobacter sphaeroide RV*. Субстрат, полученный в результате ацидогенеза фруктов и овощей, создает более высокую скорость выделения водорода (около трех раз) по сравнению с синтетической средой. Смешанная культура фотосинтетических анаэробных бактерий предлагает метод использования различных ресурсов для производства водорода. Можно производить водород из сыворотки фототропными бактериями, такими как *R. Rubrum*, *R. Capsulatus*, *Roychowdhury* и др. Есть сведения о выработке водорода из ферментативных бактерий. Сточные воды с лактатом, суспензия коровьего навоза, растительный крахмал, сок сахарного тростника и сыворотка, сточные воды из бобовых, сточные воды тофу – жидкий биозирующий агент, широко используемый для производства водорода.

Среди названных технологий наиболее развитыми являются процессы, основанные на термической газификации и пиролизе биомассы [58].

Водород, полученный из биомассы во всех этих процессах, в основном содержит различные газообразные примеси, такие как O<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и некоторое количество влаги. Иногда наличие этих газов снижает

теплотворную способность водорода, а также вызывает некоторые проблемы с эффективным сжиганием топлива этого типа.

### **Контрольные вопросы:**

1. Что такое биотопливо?
2. Как классифицируются биотоплива в зависимости от природы происхождения и способа получения?
3. Как классифицируются биотоплива в зависимости от того, в каком агрегатном состоянии находится вещество?
4. Какой межгосударственный стандарт описывает разновидности твёрдого биотоплива?
5. Как подразделяются по теплотворной способности дрова?
6. Что такое топливные гранулы и брикеты?
7. Назовите основные виды жидкого биотоплива.
8. Как получают основные виды спиртов, которые относят к жидким биотопливам?
9. Что такое биодизель?
10. Что такое жидкие биотоплива второго поколения?
11. Перечислите, что относится к основным разновидностям газообразного биотоплива.
12. Что такое биогаз?
13. Как получают биогаз?
14. Каков состав синтез-газа?
15. Что такое термическая газификация и пиролиз биомассы? Для чего они используются?

## **6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОРГАНИЧЕСКИХ ТОПЛИВ**

### **6.1. Высшая и низшая теплота сгорания топлива**

*Теплотворная способность* — это общая энергия, выделяемая в виде тепла, когда вещество полностью сгорает с кислородом при стандартных условиях. Химическая реакция горения органических топлив обычно представляет собой реакцию углеводорода или другой органической молекулы с кислородом с образованием диоксида углерода и воды и выделением тепла. Это может быть выражено в количествах [70]:

- энергия / моль топлива,
- энергия / масса топлива,
- энергия / объем топлива.

Одной из основных технических характеристик топлива является его *удельная теплота сгорания* – количество тепла, выделяющееся при полном

сгорания единицы массы твердого или жидкого топлива, или единицы объема газообразного топлива.

Существует два типа специфического тепла сгорания, называемых более высоким и более низким удельным теплом сгорания, в зависимости от того, как продукты могут охлаждаться и могут ли соединения, такие как  $H_2O$ , конденсироваться. Таким образом, высшая не учитывает тепло, затраченное на нагревание и испарение влаги топлива и влаги, затраченной на сжигание водорода, а в нижней удельной теплоте сгорания учитываются эти затраты [38].

При сгорании топлива вода, образующаяся при сжигании водорода и топлива, остается в виде пара и, как правило, в таком виде выбрасывается из электростанций. Для защиты нагревательных поверхностей и оборудования от низкотемпературной коррозии температура горения во всем газовом пути должна оставаться выше температуры конденсации водяных паров (точка росы), содержащихся в продуктах сгорания. Поэтому все тепловые расчеты электростанций производятся на самой низкой удельной теплоте сгорания топлива [38].

Удельная теплота сгорания топлива определяется экспериментально или рассчитывается аналитически. Как правило, тепло сгорания нижней  $Q_i$ , кДж/кг, образуется путем вычитания из тепла сгорания высшей  $Q_s$ , кДж/кг, тепла испарения воды, содержащейся в топливе и образующейся при сгорании водородного топлива. К примеру, для рабочего состояния топлива, уравнение будет иметь вид:

$$Q_i = Q_s - L_{25}^w (W_t^r + 8,94H^r), \quad (38)$$

где  $L_{25}^w = 24,42$  – теплота парообразования при температуре  $25^\circ C$  из расчета на 1% выделившейся воды, кДж/кг; 8,94 – коэффициент пересчета массовой доли водорода на воду;  $W_t^r, H^r$  – содержание влаги и водорода в топливе в %, соответственно. В формуле (38) верхние индексы опущены, так как теплоту сгорания можно определять для любого состояния топлива (например, подсушенного).

При изменении составляющих балласта (влажности и зольности) рабочего топлива низшую теплоту сгорания  $Q_i$ , кДж/кг, из исходного (индекс 1) в текущее (индекс 2) состояние пересчитывают по формуле:

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + L_{25}^w \cdot W_{t1}^r) \cdot \frac{100 - W_{t2}^r - A_2^r}{100 - W_{t1}^r - A_1^r} - L_{25}^w \cdot W_{t2}^r. \quad (39)$$

В формуле (39) составляющие топлива (влажность  $W_t^r$  и зольность  $A^r$  выражены в процентах от массы. Есть возможность пересчитать низшую удельную теплоту сгорания из одного состояния в другое, используя коэффициенты и формулы для пересчета.

Классификация топлив проводится по условной величине – высшей теплоте сгорания на беззольное состояние  $Q_s^{af}$ , кДж/кг, которую можно подсчитать по формуле:

$$Q_s^{af} = Q_s^{daf} \cdot \frac{100 - W_{max}^{af}}{100}, \quad (40)$$

где  $Q_s^{daf}$  – высшая теплота сгорания на сухое беззольное состояние, кДж/кг;  
 $W_{max}^{af}$  – максимальная влагоемкость беззольного топлива, %.

Максимальную влагоемкость беззольного топлива можно оценить по формуле:

$$W_{max}^{af} = W_{max} \cdot \frac{100}{100 - (A^r)'}, \quad (41)$$

где  $W_{max}$  – максимальная влагоемкость рабочего топлива;  $(A^r)'$  – зольность рабочего топлива с учетом максимальной влагоемкости, %, вычисляются по формуле:

$$(A^r)' = A^r \cdot \frac{100 - W_{max}}{100 - W_t^r}, \quad (42)$$

где  $A^r$ ,  $W_t^r$  – соответственно зольность и влажность рабочего топлива, %.

Удельная теплота сгорания каждого вида топлива определяется экспериментально в калориметрических установках (способ сжигания части топлива в калориметрической бомбе).

Существуют также различные методы расчета удельного тепла сгорания для состава топлива. Однако расчетные методы определения удельного тепла сгорания для твердого и жидкого топлива рекомендуются только для оценочных расчетов. Для газообразного топлива, если его состав определен с достаточной точностью, методы расчета дают приемлемый результат.

## **6.2. Калориметрический метод определения удельной теплоты сгорания топлива**

Определение удельной теплоты сгорания топлива возможно безопасно и точно с использованием специального прибора – *калориметра* [71].

*Калориметрический метод* определения теплоты сгорания основан на полном сжигании порции исследуемого топлива в *калориметрической бомбе* – специальном герметичном стальном сосуде с толстыми стенками – в изотермическом или адиабатическом режимах при постоянном объеме в

атмосфере сжатого кислорода и измерении разности температуры стенок калориметрического сосуда, обусловленного теплотой, выделившейся при сгорании топлива, а также образованием водных растворов азотной и серной кислот в условиях опыта.

Для испытаний твердого и жидкого топлива берется небольшое количество аналитических проб весом менее 1 г. Для испытаний газообразного топлива подбирается его часть, объем которой обусловлен мощностью калориметрической бомбы.

Для *твердого и жидкого* топлива высшую теплоту сгорания  $Q_s^a$ , кДж/кг, аналитической пробы, которую испытывали на приборе, вычисляют по формуле [71]:

$$Q_i^a = Q_b^a - (94S_t^a + \alpha \cdot Q_b^a), \quad (43)$$

где  $Q_b^a$  – удельная теплота сгорания испытуемой аналитической пробы топлива по бомбе, кДж/кг (методика определения приведена в [5]); 94 – коэффициент, учитывающий теплоту образования серной кислоты из диоксида серы и растворения серной кислоты в воде на 1% серы, перешедшей при сжигании топлива в серную кислоту, кДж/кг;  $S_t^a$  – массовая доля серы в аналитической пробе топлива, %;  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий теплоту образования и растворения в воде азотной кислоты (0,001 – для тощих углей, антрацитов и жидкого топлива; 0,0015 – для других углей, горючих сланцев и торфа).

Низшую теплоту сгорания аналитической пробы  $Q_i^a$ , кДж/кг, вычисляют согласно приведенной выше формуле 38.

Низшую теплоту сгорания рабочего топлива  $Q_i^r$ , кДж/кг, определяют по формуле:

$$Q_i^r = \frac{100 - W_t^r}{100 - W^a} \cdot (Q_i^a + L_{25}^w \cdot W^a) - L_{25}^w \cdot W_t^r, \quad (44)$$

где  $W_t^r$  – массовая доля влаги на рабочее состояние топлива, %.

Для *газообразного* топлива высшую теплоту сгорания сухого газа  $Q_s^d$ , кДж/м<sup>3</sup>, после его сжигания в бомбе вычисляют по формуле:

$$Q_s^d = Q_b^d - \Delta Q, \quad (45)$$

где  $Q_b^d$  – удельная теплота сгорания испытуемой порции газообразного топлива по бомбе, кДж/м<sup>3</sup> (методика определения приведена в [72]);  $\Delta Q$  – поправка на тепловыделение от образования растворов серной и азотной кислот, кДж/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\Delta Q = 3,085 \cdot G_{H_2SO_4} + 0,95 \cdot G_{HNO_3},$$

где  $G_{H_2SO_4}, G_{HNO_3}$  – массы образовавшихся кислот, г/м<sup>3</sup>, определяемые анализом смыва бомбы.

Экспериментальное измерение теплоты сгорания занимает много времени и требует многократного повторения для получения надежного результата.

### 6.3. Расчетные методы определения удельной теплоты сгорания

На протяжении многих лет и по сей день проводятся многочисленные исследования по разработке экспресс-методов расчета тепла сгорания различных видов топлива и легковоспламеняющихся органических веществ и материалов. В конце 19 века Д. И. Менделеев одним из первых предложил уравнение для расчета чистого тепла сгорания некоторых твердых и жидких веществ на основе процентного содержания углерода ( $C$ ), водорода ( $H$ ), серы ( $S$ ), и кислорода ( $O$ ) в топливе или органическом веществе.

Для теплоты сгорания сухой беззольной массы:

$$Q_i^{daf} = 340 \cdot C^{daf} + 1030 \cdot H^{daf} - 109 \cdot (O^{daf} - S^{daf}), \quad (46)$$

Для теплоты сгорания рабочей массы:

$$Q_i^r = 340 \cdot C^r + 1030 \cdot H^r - 109 \cdot (O^r - S^r) - L_{25}^w \cdot W_t^r, \quad (47)$$

Эти уравнения дают наиболее близкую связь между составом *твердого и жидкого топлива* и их низшей теплотой сгорания.

Формулу (46) используют для контроля качества лабораторного определения теплоты сгорания топлива в калориметрической бомбе.

Эти уравнения оказались настолько успешными, что до сих пор широко используется для оценки теплоты сгорания углеводов, спиртов, торфа, древесины и других видов топлива из биомассы.

### 6.4. Теплота сгорания топливных смесей

Нередко возникает необходимость проводить сжигание топлив нескольких марок или даже нескольких видов, например, смесь различных марок твердого топлива; твердое и жидкое; жидкое и газообразное; газообразное и твердое и т.п. [73,74].

Поскольку тепловой эффект полного сгорания какого-либо топлива не зависит от параллельного протекания других химических реакций, в том числе реакций горения другого топлива, теплота сгорания топливной смеси  $(Q_i^r)_{см}$ , кДж/кг, может быть найдена по закону аддитивности:

$$(Q_i^r)_{\text{см}} = \sum_{j=1}^n g_j (Q_i^r)_j, \quad (48)$$

где  $g_j$  – массовая доля  $j$ -го топлива в смеси;  $(Q_i^r)_j$  – удельная теплота сгорания  $j$ -го топлива, кДж/кг;  $n$  – количество топлив в смеси.

При этом соотношение между топливами в смеси может быть задано не массовыми долями  $g_j$ , а долями по тепловыделению  $q_j$ . Поскольку последние пропорциональны количеству теплоты, выделяемой  $j$ -м компонентом при сжигании 1 кг смеси, можно составить равенство (например, для смеси из двух топлив):

$$\frac{q_1}{1-q_1} = \frac{(Q_i^r)_1 \cdot g_1}{(Q_i^r)_2 \cdot (1-g_1)}. \quad (49)$$

Из этого уравнения можно выразить массовую долю  $g_1$  одного из топлив (при заданном значении тепловыделения  $q_1$  для этого же топлива в смеси).

При сжигании смеси твердого или жидкого топлива с газообразным расчет условно ведется не на 1 кг сжигаемой смеси, а на 1 кг твердого (жидкого) топлива с учетом количества газообразного топлива  $x$ , м<sup>3</sup>, приходящегося на 1 кг твердого (жидкого) топлива. Условная теплота сгорания смеси  $(Q_i^r)_{\text{см}}$ , кДж/кг, подсчитывается по формуле:

$$(Q_i^r)_{\text{см}} = (Q_i^r)_1 + x \cdot (Q_i^d)_2, \quad (50)$$

где  $(Q_i^r)_1$  – теплота сгорания твердого (жидкого) топлива, кДж/кг;  $(Q_i^d)_2$  – теплота сгорания газообразного топлива, кДж/м<sup>3</sup>.

Если смесь задана по долям тепловыделения каждого топлива (доля твердого или жидкого топлива в суммарном тепловыделении  $q_1$  и доля газа  $1-q_1$ ), то количество газообразного топлива, приходящегося на 1 кг твердого (жидкого) топлива,  $x$ , м<sup>3</sup>/кг, составляет:

$$x = \frac{1-q_1}{q_1} \cdot \frac{(Q_i^r)_1}{(Q_i^d)_2}. \quad (51)$$



### **Контрольные вопросы:**

1. Что такое теплотворная способность?
2. Что показывает параметр «высшая удельная теплота сгорания»?
3. Что показывает параметр «низшая удельная теплота сгорания»?
4. Какие характеристики топлива влияют на значения удельной теплоты сгорания?
5. Какие есть особенности у калориметрического метода определения теплоты сгорания?
6. Какие есть особенности у расчетных методов определения теплоты сгорания?
7. Есть ли разница в том, как определяют низшую теплоту сгорания у твердых, жидких и газообразных топлив?
8. Как работает закон аддитивности при оценке теплоты сгорания топливной смеси?
9. Как производится расчетная оценка теплоты сгорания для мультитопливных систем (смесей топлив в различных агрегатных состояниях)?
10. Чем обусловлен тот факт, что все тепловые расчеты электростанций производятся на самой низкой удельной теплоте сгорания топлива?

## **7. ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВО**

### **7.1. Общие сведения о ядерной энергетике**

*Ядерная энергетика (атомная энергетика)* – отрасль энергетики, занимающаяся производством электрической и тепловой энергии путем преобразования атомной энергии [75-76].

В основе ядерной энергии лежит использование ядерных реакций, которые выделяют ядерную энергию для генерации тепла, которая затем чаще всего используется в паровых турбинах для производства электроэнергии на атомных электростанциях. Ядерная энергия может быть получена путем реакций расщепления, расщепления ядра и ядерного синтеза. В настоящее время большая часть атомной энергии производится путем деления урана и плутония [76].

Когда нейтроны попадают в них, они делятся, создавая новые нейтроны и фрагменты расщепления. Нейтроны и фрагменты деления обладают высокой кинетической энергией. При столкновении фрагментов с другими атомами эта кинетическая энергия быстро преобразуется в тепло [77].

Атомная энергия производится на атомных электростанциях и используется в атомных ледоколах и атомных подводных лодках. В России действует программа по созданию и испытанию ядерных ракетных двигателей и "атомных" резервуаров [76].

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), атомная энергия в 2010 году обеспечивала 12,9% производства электроэнергии и 5,7% всей энергии, потребляемой человечеством. А в 2018 году атомная энергия обеспечивала около 10 процентов всей генерируемой электроэнергии в мире. В дополнение к расширению возобновляемых источников энергии и переходу от угля к природному газу, увеличение производства на атомных электростанциях помогло стабилизировать глобальную тенденцию выбросов CO<sub>2</sub> в 2019 году. Несомненно, атомная энергия как контролируемый низкоуглеродистый источник энергии может сыграть важную роль в будущем переходе на чистую энергию. По состоянию на декабрь 2020 года во всем мире существует 441 атомный реактор с общей электрической мощностью 392 гигаватт (ГВт) [78].

### **7.1.1. Основные атомные электростанции мира**

В мире статус действующего имеют 442 блока, а статус строящегося - 53 блока. Такие данные приводятся в базе PRIS (Информационная система по энергетическим реакторам), поддерживаемой Международным агентством по атомной энергии (сокр. МАГАТЭ).

Всего в 2020 году в мире осуществлён энергопуск четырёх блоков (по одному в Китае, ОАЭ, России и Белоруссии), начато строительство трёх блоков (два в Китае и один в Турции) и окончательно остановлены пять блоков (во Франции и США по два, в России один).

Наиболее известными из функционирующих АЭС являются [79]:

1. Атомная электростанция Янцзян.

Чистая мощность: 4000 МВт. Страна: Китай.

Прежде всего, это относительно новая китайская атомная электростанция Янцзян с четырьмя реакторами с водой под давлением CPR-1000, каждый из которых имеет чистую мощность 1000 МВт. Первый из четырех реакторов был введен в эксплуатацию в 2014 году, а четвертый и последний - в 2017 году. В 2013 году совместное предприятие Guangdong Nuclear Power объявило о расширении электростанции с двумя дополнительными реакторами, которые должны были запуститься в эксплуатацию в 2018 году. С еще двумя реакторами с чистой мощностью 1000 МВт АЭС Янцзян станет четвертой по величине АЭС в мире [79].

2. Ниндэ АЭС.

Чистая мощность: 4072 МВт. Страна: Китай.

Атомная электростанция Ниндэ входит в число шести крупнейших атомных электростанций Китая с чистой мощностью более 3000 МВт. В стране насчитывается 10 действующих силовых единиц. Как электростанции в Нинхэ, так и в Янцзяне играют важную роль в китайской ядерной промышленности, поскольку 80% этих станций производятся местными предприятиями. В настоящее время в стадии строительства находятся три

реакторных блока. Два дополнительных реактора запланированы на II этапе строительства электростанции [79].

### 3. Циньшань АЭС.

Чистая мощность: 4101 МВт. Страна: Китай.

Это вторая по величине атомная электростанция в Китае и восьмая по величине в Азии. Расположенная в городе Циньшань провинции Чжэцзин, общая установленная мощность АЭС составляет 4310 МВт, а чистая мощность - 4101 МВт. Силовая установка делится на три этапа. Фаза 1 состоит из небольшого, первого в истории отечественного ядерного реактора, полезная мощность которого составляет 298 МВт. В то время как вторая фаза состоит из средних реакторов с водой под давлением 610 МВт. В 2002–2003 годах в эксплуатацию вступили два чуть более крупных PHWR модели CANDU (третий этап). Циньшонь АЭС принадлежит и управляется компанией Qinshan Nuclear Power.

### 4. Атомная электростанция Хуньяньхэ.

Чистая мощность: 4122 МВт. Страна: Китай.

Атомная электростанция Хуньяньхэ - самая новая и крупнейшая в эксплуатации АЭС Китая. В настоящее время она имеет четыре реактора CPR-1000, но к 2020 году планируется ввести в эксплуатацию еще два реактора с более продвинутой версией CPR-1000; ACPR1000. Усовершенствованные реакторы будут иметь такие функции, как улавливание активной зоны и двойное удержание в качестве дополнительных мер безопасности [79].

### 5. АЭС Фукусима Дайни II.

Чистая мощность: 4400 МВт. Страна: Япония.

Атомная электростанция Фукусима Дайни в Японии стала шестой по величине атомной электростанцией в Азии после того, как японская компания Kansai Electric Power Co объявила о своих планах по выводу из эксплуатации оставшихся двух реакторных блоков Ойской электростанции. Фукусима Дайни имеет четыре действующих реактора с кипящей водой общей полезной мощностью около 1100 МВт каждый. После катастрофического цунами, вызванного великим землетрясением 2011 года, все четыре реактора электростанции Дайни автоматически отключились, но впоследствии были успешно восстановлены. Другое, более недавнее землетрясение в 2016 году привело к выходу из строя некоторых систем охлаждения реактора [79].

### 6. Вулсон АЭС.

Чистая мощность: 4598 МВт. Страна: Южная Корея.

Атомная электростанция в Вулсонге является одной из немногих в мире атомных электростанций и единственной в Южной Корее, которая работает на реакторах PHWR типа CANDU (герметичная тяжелая вода), которые способны работать на различных видах топлива, включая ядерные отходы. В общей сложности на заводе имеется шесть ядерных реакторов, четыре из

которых являются более старыми типами PHWR, общей мощностью 653 МВт каждый, а два – это новые реакторы с водой под давлением типа OPR-1000, обозначенные как Shin Wolsong-1, 2, которые были введены в эксплуатацию в 2012 и 2015 годы с большей электрической мощностью 997 МВт.

7. Атомная электростанция Каттеном.

Чистая мощность: 5200 МВт. Страна: Франция.

Франция в настоящее время является одной из четырех европейских стран, которые имеют атомные электростанции с чистой мощностью более 3000 МВт, остальные - Украина, Швеция и Бельгия. Атомная электростанция Cattenom – третья по величине атомная электростанция Франции, расположенная в Гранд-Ист, на реке Мозель. Станция состоит из четырех реакторных установок с водой под давлением, каждая из которых имеет электрическую мощность 1300 МВт. Все четыре реактора построены между 1971 и 1991 годами и являются относительно современными. Завод принадлежит и управляется Électricité de France SA или EDA, одной из крупнейших коммунальных и энергетических компаний в мире [79].

8. АЭС Палуэль.

Чистая мощность: 5320 МВт. Страна: Франция.

После Каттеннома Палуэль является второй по величине атомной электростанцией во Франции (по электрической мощности). Расположенный примерно в 40 км от прибрежного города Дьепп в регионе Нормандия, он является одной из крупнейших атомных электростанций в Восточной Европе. Он имеет четыре ядерных реактора типа PWR, каждый из которых имеет общую выходную мощность 1382 МВт. Все реакторы были введены в промышленную эксплуатацию в 1985–1986 гг. И должны быть выведены из эксплуатации к 2026 г. Во многих случаях на электростанции возникали проблемы, связанные с охлаждением, поскольку подача холодной воды неоднократно блокировалась сезонными макроводорослями [79].

9. Гравелин АЭС.

Чистая мощность: 5460 МВт. Страна: Франция.

АЭС Гравелин является шестой по величине атомной электростанцией в мире и второй по величине в Европе (после украинского Запорожья). Станция состоит из шести реакторов мощностью 900 МВт, которые стали первой атомной станцией, которая произвела электричество в тераватт-час в мире в 2010 году. С 2006 года установка сообщила о трех небольших ядерных авариях (в масштабе INES).

10. Запорожская АЭС.

Чистая мощность: 5700 МВт. Страна: Украина.

Запорожская электростанция в Украине является крупнейшей атомной электростанцией в Восточной Европе, а также самой крупной из четырех имеющихся атомных электростанций во всей стране. На АЭС имеется шесть

реакторов ВВЭР-1000 советского производства, работающих на легкой воде, каждый мощностью 950 МВт. Этот класс реакторов является эксклюзивным для частей Европы и Азии. Первый блок этой АЭС был введен в эксплуатацию в 1985 году, после первоначального строительства в 1980 году, которое окончательно закончилось в 1996 году после создания шестого реактора. Он генерирует почти половину электроэнергии в стране, получаемой из ядерной энергии. После масштабной реконструкции в 2017 году срок службы всей АЭС продлен на следующие 10 лет.

#### 11. АЭС Ханбит.

Чистая мощность: 5875 МВт. Страна: Южная Корея.

Южнокорейская электростанция Ханбит (ранее известная как АЭС Йонгван) входит в шестерку атомных электростанций с мощностью более 5500 МВт в мире. Расположенная в провинции Чолланамдо до Южной Кореи, электростанция управляется Korea Hydro & Nuclear Power, дочерней компанией крупнейшего в стране поставщика электроэнергии, КЕРКО. Все шесть блоков электростанции – это легководные (водо-водяные) ядерные реакторы (PWR), первые два из которых были введены в эксплуатацию в 1986 году, а последующие реакторы в 1994, 1995, 2001 и 2002 годах.

#### 12. Ханульская АЭС.

Чистая мощность: 5928 МВт. Страна: Южная Корея.

Ранее известная как Uljin, атомная электростанция в Хануле впервые была запущена в эксплуатацию в 1988 году. В настоящее время она имеет шесть PWR с чистой мощностью 968–997 МВт. Еще два блока находятся в стадии строительства, а еще два планируется ввести в строй к 2022 году. Новые энергоблоки имеют APR-1400 PWR поколения III общей мощностью 1400 МВт и, как ожидается, будут стоить Корейской гидро- и атомной энергетике около 6 млрд долларов США. Это первое использование компонентов корейского производства для всех критически важных систем [79].

#### 13. Кори АЭС.

Чистая мощность: 6040 МВт. Страна: Южная Корея.

Южнокорейская АЭС Кори является второй по величине АЭС в Азии и крупнейшей в Южной Корее. Установка находится в собственности и эксплуатации дочерней компании КЕРКО, Korea Hydro & Nuclear Power, с момента ее первой эксплуатации в 1978 году. Она имеет в общей сложности 7 действующих реакторных блоков, состоящих из малых и средних реакторов WH-60 и WH-F и более крупных OPR-реакторов. 1000 PWR. В новейшем реакторном блоке используется новейший корейский APR-1400 с электрической мощностью 1400 МВт. Планируется еще три блока с использованием тех же реакторов APR-1400.

#### 14. Атомная электростанция Брюса.

Чистая мощность: 6384 МВт. Страна: Канада.

Вторая по величине в мире атомная электростанция (чистая мощность), Bruce Nuclear Power Generation, расположена в Инверхуроне и Тивертоне,

Онтарио, на восточном берегу озера Гурон, откуда она берет воду для охлаждения. Объект охватывает около 9,32 квадратных километров земли. Это самая крупная атомная станция в мире по общему количеству реакторов, и в настоящее время это крупнейшая действующая АЭС [79].

15. Кашивадзаки-Карива.

Чистая мощность: 7965 МВт. Страна: Япония.

С чистой мощностью около 7965 МВт, японская Kashiwazaki-Kariwa является крупнейшей атомной электростанцией в мире в настоящее время. Эта гигантская электростанция простирается на площади 4,2 км<sup>2</sup> с семью реакторными установками, две из которых - усовершенствованные реакторы с кипящей водой (ABWR). Все семь реакторов используют низкообогащенный уран или НОУ в качестве топлива с концентрацией U 235 около 20%. Касивадзаки-Карива играет решающую роль в экономике Японии. Такой крупный размер установки имеет несколько экономических преимуществ, одним из которых является ограниченное влияние перебоев в заправке отдельных агрегатов на общую вырабатываемую мощность станции. Все реакторные блоки выключены с 2011 года. Самая ранняя предполагаемая дата перезапуска была назначена на апрель 2019 года [79].

### 7.1.2. Объекты ядерной инженерии

*Ядерная инженерия* – отрасль техники, связанная с применением расщепления атомных ядер (деления) или сочетания атомных ядер (синтеза), или с другими субатомными процессами, основанными на принципах ядерной физики. К ним относятся, в частности, проектирование, взаимодействие и обслуживание систем и компонентов, таких как ядерные реакторы, атомные электростанции или ядерное оружие. В этой области изучаются также медицинские и другие применения радиации, в частности ионизирующее излучение, ядерная безопасность, теплопередача/термодинамика, ядерное топливо или другие связанные с ним технологии (например, утилизация радиоактивных отходов) и проблемы распространения ядерного оружия. К этой области относятся также химическое машиностроение и электротехника.

1. *Атомный ледокол* – морское судно-атомоход с ядерной силовой установкой, построенное специально для использования в водах, круглогодично покрытых льдом. Атомные ледоколы намного мощнее дизельных. Одно из главных преимуществ атомного ледокола — отсутствие необходимости в регулярной дозаправке топливом, которое необходимо в плавании во льдах, когда такой возможности нет или дозаправка сильно затруднена.

Основными направлениями деятельности являются: ледокольное обеспечение проводки судов в акватории Северного морского пути (СМП) в замерзающие порты РФ; обеспечение проведения высокоширотных научно-исследовательских экспедиций; обеспечение аварийно-спасательных операций во льдах на акватории СМП и неарктических замерзающих морей.

Северный морской путь (СМП) - судоходный маршрут, главная морская коммуникация в российской Арктике. Проходит вдоль северных берегов России по морям Северного Ледовитого океана (Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское и Берингово). СМП соединяет европейские и дальневосточные порты России, а также устья судоходных сибирских рек в единую транспортную систему [80].

В состав атомного ледокольного флота в настоящее время входят: два атомных ледокола с двухреакторной ядерной энергетической установкой мощностью 75 тыс. л.с. («Ямал», «50 лет Победы» (рисунок 2)) и два ледокола с однореакторной установкой мощностью около 50 тыс. л.с. («Таймыр», «Вайгач»). Их дополняет атомный контейнеровоз «Севморпуть» (мощность реакторной установки - 40 тыс. л.с.). Кроме того, Росатомфлот оперирует тремя судами технологического обслуживания и судном-контейнеровозом «Россита».



Рисунок 2 – Атомный ледокол с двухреакторной ядерной энергетической установкой мощностью 75 тыс. л.с. [81]

2. **Атомная подводная лодка (АПЛ, ПЛА)** — подводная лодка с ядерной силовой установкой.

Разрабатывать и строить собственные АПЛ были в состоянии всего шесть стран: США, СССР (с 1958), Великобритания (с 1963) Франция (с 1969 года), КНР (с середины 60-х), Индия (2010-е). По ситуации на 2020 год Бразилия ведёт строительство своей первой атомной подводной лодки, а Пакистан и Иран ведут проектные работы в этом направлении.

3. **РИТЭГ (радиоизотопный термоэлектрический генератор)** — радиоизотопный источник электроэнергии, использующий тепловую энергию, выделяющуюся при естественном распаде радиоактивных изотопов и преобразующий её в электроэнергию с помощью термоэлектродгенератора.

По сравнению с ядерными реакторами, использующими цепную реакцию, РИТЭГи значительно меньше, и конструктивно проще. Выходная мощность РИТЭГа весьма невелика (до нескольких сотен Вт) при небольшом КПД. Зато в них нет движущихся частей, и они не требуют обслуживания на протяжении всего срока службы, который может исчисляться десятилетиями.

Источником тепла или топлива радиоизотопных источников тока являются достаточно недолговечные радиоактивные изотопы различных химических элементов. В настоящее время основными областями применения являются космос (спутники, межпланетные станции и др.), глубоководные аппараты, отдаленные районы (крайний Север, открытое море, Антарктида). Например, изучение «глубокого космоса» без радиоизотопных генераторов невозможно, так как уровень солнечной энергии, которая может быть использована фотоэлектрическими ячейками, исчезающе низок при значительном удалении от Солнца [82].

#### Перспективные области применения РИТЭГов:

- Роботы-андроиды - как основной источник энергии.
- Боевые лазеры космического базирования: накачка лазеров и электротеплопитание.
- Беспилотники.
- Глубоководные гидроакустические станции: длительное энергопитание невозвращаемых аппаратов.

4. **Медицина**

Одним из направлений деятельности Госкорпорации «Росатом» является развитие ядерной медицины (медицинской диагностики и лучевой терапии, применяемой при лечении онкологических, кардиологических и неврологических заболеваний).





Рисунок 3 – Возможное применение объектов ядерной инженерии для лечения рака [83]

Почти 80 процентов всей деятельности в области ядерной медицины зависит от поставок Молибдена-99 ( $^{99}\text{Mo}$ ) - медицинского радионуклида, используемого для производства Технеция-99m ( $^{99\text{m}}\text{Tc}$ ), основного диагностического радионуклида в современной ядерной медицине.  $^{99\text{m}}\text{Tc}$  в настоящее время используется для диагностики многих заболеваний человека, в первую очередь рака и сердечно-сосудистых заболеваний. Количество таких диагностических процедур в мире превышает 25 миллионов в год.

ОАО "НИИТФА" разработало новое поколение гамма-терапевтических комплексов для контактной радиотерапии AGAT-SMART. Интегрированный комплекс AGAT включает в себя гамма-аппарат с лечебно-диагностическими столами, адаптированными к конструкции рентгеновских диагностических аппаратов, системы планирования, рентгеновские диагностические аппараты С-дугового типа, обеспечивающие заблаговременное внедрение. Технология радиационной подготовки и облучения в одном месте путем организации локальной сети: система обработки изображений рентгеновских установок - система планирования дозиметрии - система управления гамма-устройствами. Устройство также характеризуется простотой управления, планирования

экспозиции, технического обслуживания, надежностью и безопасностью эксплуатации. Это важно для широкого внедрения и бесперебойной работы онкологических учреждений по всей стране [84].

Ядерная энергетика остается предметом горячих споров. Сторонники и противники атомной энергетики сильно отличаются друг от друга в оценке ее безопасности, надежности и экономической эффективности. Опасности связаны с проблемами удаления отходов, авариями, ведущими к экологическим или техногенным катастрофам, и возможностью применения обычного оружия для нанесения ущерба этим объектам (а также другим объектам, таким как гидроэлектростанции, химические заводы и т. д.) или в результате террористической атаки - как оружие массового уничтожения. Двойное использование атомных электростанций, возможность утечки ядерного топлива из производства электроэнергии (как разрешенной, так и преступной), а также его теоретическое использование для производства ядерного оружия служат постоянным источником озабоченности общественности, политических интриг и поводом для военных действий (например, операция "Опера", война в Ираке).

В то же время Всемирная ядерная ассоциация, продвигающая ядерную энергетику, опубликовала данные в 2011 году. Согласно этим данным, годовая электроэнергия, производимая угольными электростанциями, в среднем стоит (если учитывать всю производственную цепочку) 342 погибших, а в газовой промышленности - 85. на гидроэлектростанциях - 885 лет, а в атомной - только 8 [76].

## **7.2. Физические основы ядерной энергетики**

Открытие ядерного деления произошло в 1938 году в зданиях Химического общества Кайзера Вильгельма, ныне входящего в состав Свободного Берлинского университета, после более чем четырех десятилетий работы в науке о радиоактивности и разработки новой ядерной физики, описывающей атом.

В 1911 году Эрнест Резерфорд предложил модель атома (рисунок 4), в которой очень маленькое, плотное и положительно заряженное ядро протона было окружено вращающимися отрицательно заряженными электронами (модель Резерфорда) [85].

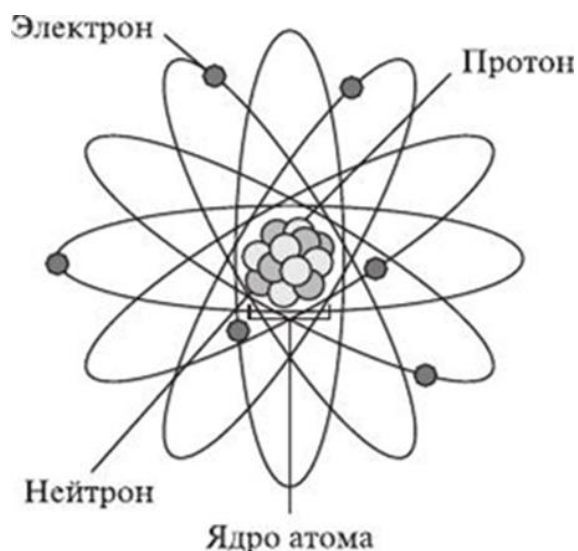


Рисунок 4 – Строение атома

Нильс Бор усовершенствовал эту модель в 1913 году, скоординировав квантовое поведение электронов (модель Бора). В работах Анри Беккереля, Марии Кюри, Пьера Кюри и Эрнеста Резерфорда было разъяснено, что ядро, хотя и тесно связанным, но может подвергаться воздействию различных форм радиоактивного распада и тем самым превращаться в другие элементы (например, при альфа-распаде: испускание альфа-частицы - двух протонов и двух нейтронов, соединенных в частицу, идентичную ядру гелия).

### 7.2.1. Строение атома

Атомы состоят из субатомных частиц, но внутри атома происходят очень сложные физические процессы. Атомы состоят из ядра и оболочки. Ядро положительно заряжено и представляет собой набор положительно заряженных протонов и электрически нейтральных нейтронов. Отрицательно заряженная оболочка состоит из электронов. Заряд электрона  $e$  равен заряду протона  $p$ , но противоположен по знаку. В случае единицы заряда (заряд основной единицы) принято считать положительный заряд протона, который равен  $+1,6 \cdot 10^{-19}$  Кл. Частицы могут быть положительно или отрицательно заряжены, величина которых обязательно кратна заряду протона (электрона) [76, 85].

Атом — это наименьшая единица вещества, обычно используемая для образования химических элементов. Все твердые вещества, жидкости, газы и плазмы состоят из нейтральных или ионизированных атомов. Атомы очень маленькие, обычно около 100 пикометров в диаметре. Поскольку они настолько малы, из-за квантовых эффектов невозможно точно предсказать их поведение с помощью классической физики (например, теннисного мяча) [86].

Каждый атом состоит из ядра и одного или нескольких электронов, связанных с ядром. Ядро состоит из одного или нескольких протонов и нескольких нейтронов. Только самый распространенный тип, водород, не имеет нейтронов. Более 99,94% массы атома находится в его ядре. Протоны имеют положительный заряд, электроны имеют отрицательный заряд, нейтроны не имеют заряда. Если число протонов и электронов равно, то атом электрически нейтрален. Если в атоме больше или меньше электронов, чем в протонах, то каждый из них имеет общий отрицательный или положительный заряд - такой атом называется ионом.

Слово "атом" первоначально означало частицу, которую нельзя разложить на более мелкие частицы, но в современном научном использовании атомы состоят из различных субатомных частиц. Составными частями атома являются электроны, протоны и нейтроны.

Электрон, несомненно, наименее массивный из этих частиц, с отрицательным зарядом и слишком мал, чтобы его можно было измерить доступными методами. До открытия нейтринной массы это была самая легкая частица с положительно измеренной массой покоя. В нормальных условиях электрон связывается с положительно заряженным ядром через силу притяжения, создаваемого противоположными зарядами [87].

Протон положительно заряжен и имеет массу, которая в 1.836 раза больше массы электрона. Эрнест Резерфорд (1919) заметил, что ядро водорода высвобождается при воздействии альфа-частицы азота. В 1920 году он признал ядро водорода отдельной частицей внутри атома и назвал его протоном [86].

Нейтроны не имеют электрического заряда и имеют свободную массу, которая в 1839 раз больше массы электрона. Нейтроны являются самыми тяжелыми из трех частиц, но их масса может быть уменьшена за счет энергии связи ядра. Нейтроны и протоны (совместно называемые нуклонами) сопоставимы по размерам, примерно  $2,5 \cdot 10^{-15}$  м, но "поверхность" этих частиц четко не определена. Нейтроны были обнаружены в 1932 году британским физиком Джеймсом Чедвиком.

В стандартной модели физики электроны являются реальными элементарными частицами без внутренней структуры, а протоны и нейтроны – составными частицами, состоящими из элементарных частиц, называемых кварками. В атоме есть два типа кварков, каждый из которых имеет небольшой заряд.

Кварки удерживаются вместе благодаря сильному взаимодействию глюонов. Протоны и нейтроны затем удерживаются вместе в ядре в результате ядерных взаимодействий, остатков сильных взаимодействий с несколькими различными свойствами диапазона. Глюоны являются членами калибровочного семейства бозонов субатомных частиц, несущих физические силы [88].

Положительный заряд ядра  $+Ze$ , где  $Z$  – порядковый номер элемента в периодической таблице элементов Д. И. Менделеева. Что отличает атом одного элемента от атома другого – это заряд (и, следовательно, количество протонов) ядра. Элемент – это тип атома, ядро которого имеет такой же заряд. Порядковый номер элемента  $Z$  называется атомным номером или зарядовым числом.

При нормальных условиях число электронов в оболочке равно числу протонов в ядре, соответственно, и суммарный заряд  $+Ze$  ядра компенсируется суммарным зарядом  $-Ze$  электронов, поэтому атом электрически нейтрален.

Измерения массы атомов показали, что практически все химические элементы имеют изотопы.

*Изотопы* – это атомы одного и того же химического элемента, имеющие одинаковое количество протонов, но отличающиеся количеством нейтронов в ядре [76, 89].

Изотопы имеют следующие характеристики:

- одинаковый атомный номер  $Z$  (одинаковое число протонов);
- различные массовые числа  $A$  (различное число нуклонов);
- одинаковое строение электронных оболочек;
- близкие химические свойства.

Различают изотопы [90]:

- стабильные – это изотопы, которые сохраняются сколь угодно долго;
- радиоактивные – это изотопы, которые превращаются в ядра других элементов с течением времени.

Между нуклонами ядра действуют самые мощные силы природы – ядерные силы. Ядерные силы – это силы притяжения, которые связывают протоны и нейтроны в атомном ядре и обеспечивают существование стабильных ядер [90].

Свойства ядерных сил [90]:

- являются силами притяжения;
- являются короткодействующими силами (действуют на малых расстояниях, не превышающих  $2 \cdot 10^{-15}$  м; на таком расстоянии ядерные силы больше кулоновских приблизительно в 100 раз);
- обладают свойством зарядовой независимости (ядерные силы, действующие между двумя протонами, двумя нейтронами и между протоном и нейтроном, одинаковы);
- имеют свойство насыщения (каждый нуклон взаимодействует только с ограниченным числом ближайших к нему нуклонов, а не со всеми нуклонами ядра);
- не являются центральными (не действуют по линии, соединяющей центры взаимодействующих нуклонов).

## 7.2.2. Радиоактивный распад

*Радиоактивный распад* (также известный как ядерный распад, радиоактивность) — это случайный процесс, при котором нестабильное атомное ядро теряет энергию из-за излучения. Материал, содержащий нестабильные ядра, считается радиоактивным [91].

Три наиболее распространенных типа распада — это альфа-распад, бета-распад и гамма-распад, которые сопровождаются испусканием одной или нескольких частиц или фотонов.

Согласно квантовой теории, невозможно предсказать, когда тот или иной атом распадется, независимо от того, как долго атом существует. Однако для значительного числа одинаковых атомов общая скорость распада может быть выражена как постоянная распада или период полураспада. Период полураспада радиоактивных атомов имеет огромный диапазон; от почти мгновенного до гораздо большего, чем возраст Вселенной.

**Альфа-распад** ( $\alpha$ -распад) происходит, когда ядро выбрасывает альфа-частицу – ядро атома Гелия-4 ( ${}^4_2\text{He}^{4+}$ ).

**Бета-распад** ( $\beta$ -распад) происходит двумя путями:

1. бета-минус (электронный) распад, когда ядро испускает электрон и антинейтрино;
2. бета-плюс (позитронный) распад, когда ядро испускает позитрон и нейтрино.

При **гамма-распаде** ( $\gamma$ -распад) радиоактивное ядро сначала распадается с испусканием альфа- или бета-частицы. Образовавшееся дочернее ядро обычно остается в возбужденном состоянии и может распадаться до состояния с более низкой энергией, испуская гамма-фотон.

## 7.2.3. Ядерные реакции. Деление и синтез ядер

Атомные ядра во взаимодействиях испытывают преобразования. Эти превращения сопровождаются увеличением или уменьшением кинетической энергии участвующих в них частиц [90].

*Ядерные реакции* – это изменения атомных ядер при взаимодействии их с элементарными частицами или друг с другом.

Ядерные реакции происходят, когда частицы приближаются к ядру и попадают в сферу действия ядерных сил. Одноименные заряженные частицы отталкиваются друг от друга, поэтому сближение положительно заряженных частиц с ядрами (или ядер друг с другом) возможно, если этим частицам (или ядрам) будет сообщена достаточно большая кинетическая энергия. Эта энергия передается через ускорители протонам, ядрам дейтерия,  $\alpha$ -частицам и другим более тяжелым ядрам [92].

Для проведения ядерных реакций этот метод гораздо эффективнее, чем использование ядер гелия, испускаемых радиоактивными элементами. Во-первых, с помощью ускорителей частиц может быть сообщена энергия порядка ста пяти МэВ, то есть гораздо больше той, которая имеет  $\alpha$ -частицы (максимум 9 МэВ). Во-вторых, можно использовать протоны, которые не появляются во время радиоактивного распада (это целесообразно, потому что заряд протонов составляет половину заряда  $\alpha$ -частиц, а следовательно, сила отталкивания от ядер на них также в 2 раза меньше). В-третьих, возможно ускорение ядер тяжелее ядер гелия.

*Цепная реакция* — это последовательность реакций, в которой реакционноспособный продукт или побочный продукт вызывает дополнительные реакции. В цепной реакции положительная обратная связь приводит к самоусиливающейся цепи событий [93].

Цепная реакция впервые была обнаружена в 1933 году Лео Сцилардом, вскоре после открытия в 1932 году Джеймсом Чедвиком нейтрона, и более чем за пять лет до того, как в 1938 году Отто Ган смог экспериментально расщепить атом урана, доказав, что атом вовсе не является неделимой частью, а, в свою очередь, состоит из отдельных частиц.

Л. Сцилард знал про существование химических цепных реакций и производство энергии в ходе ядерной реакции с участием протонов высокой энергии, бомбардирующих атомы лития, что было продемонстрировано в 1932 году Джоном Кокрофтом и Эрнестом Уолтоном. После чего Л. Сцилард предложил использовать нейтроны, теоретически полученные в результате определенных ядерных реакций в более легких изотопах, чтобы вызвать дальнейшие реакции в легких изотопах, которые производят больше нейтронов. Теоретически это вызовет цепную реакцию на уровне ядра. Он не рассматривал деление как одну из этих реакций с образованием нейтронов, поскольку в то время эта реакция не была известна. Предложенные им эксперименты с бериллием и индием не удались. [93].

Позже, после того как в 1938 году было обнаружено деление, Л. Сцилард осознал возможность использования нейтронно-индуцированного деления в качестве особой ядерной реакции, необходимой для создания цепной реакции, при условии, что деление также производит нейтроны. В 1939 году с участием Энрико Ферми Л. Сцилард доказал реакцию размножения нейтронов в уране. В этой реакции нейтрон, воздействуя на расщепляющийся атом, вызывает деление, приводящее к большему количеству нейтронов, чем одно, которое было израсходовано в начальной реакции. Так родилась ядерная цепная реакция по механизму нейтронно-индуцированного деления ядер.

В частности, если один или несколько образовавшихся нейтронов сами взаимодействуют с другими делющимися ядрами, и они также подвергаются делению, тогда существует вероятность того, что макроскопическая общая реакция деления не остановится, а будет

продолжаться во всем реакционном материале. Тогда это самораспространяющаяся и, следовательно, самоподдерживающаяся цепная реакция. Это принцип применяется в ядерных реакторах и атомных бомбах.

В Международной системе единиц (СИ) единицей радиоактивности является Беккерель (Бк), названный в честь ученого Анри Беккереля. Бк определяется как преобразование (или распад, или дезинтеграция) в секунду [93].

Более старой единицей радиоактивности является кюри (Ки), которая первоначально определялась как «количество или масса эманации радия в равновесии с граммом радия (элемента)» [91].

Эффект ионизирующего излучения часто измеряется в единицах серого для механических или в зивертах для повреждения тканей.

Первым в мире искусственным ядерным реактором является так называемая «Чикагская поленница», или реактор Chicago Pile-1 (рисунок 5), созданный Энрико Ферми в 1942 году в рамках Манхэттенского проекта.

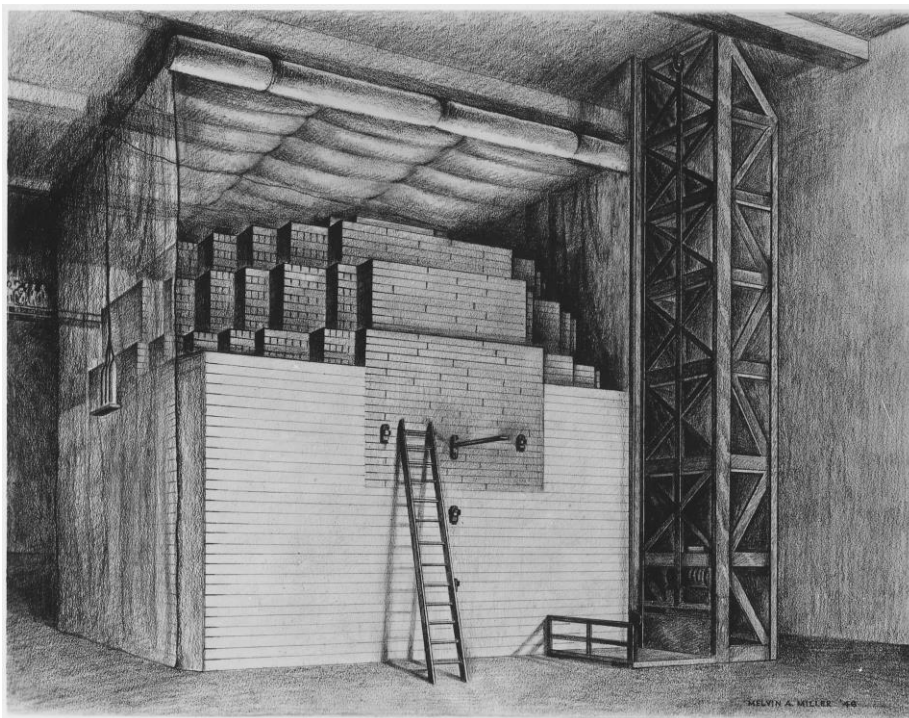


Рисунок 5 – Внешний вид ядерного реактора Chicago Pile-1

#### 7.2.4. Классификация ядерных реакций

Ядерные реакции классифицируются [90]:

1. по роду участвующих в них частиц – реакции под действием нейтронов, заряженных частиц,  $\gamma$ -квантов;



2. по энергии вызывающих их частиц – реакции при малых, средних, высоких энергиях;
3. по роду участвующих в них ядер – реакции на легких ядрах ( $A < 50$ ), средних ядрах ( $50 < A < 100$ ) и тяжелых ядрах ( $A > 100$ );
4. по характеру происходящих ядерных превращений – реакции с испусканием нейтронов, заряженных частиц, реакции захвата.

*Деление ядер* – это деление атомного ядра урана на несколько более легких ядер (осколков), чаще всего на два ядра, близких по массе. Делиться могут только ядра некоторых тяжелых элементов. При делении ядер испускаются нейтроны и  $\gamma$ -лучи. При делении ядер выделяется большая энергия [90, 92].

Условия протекания цепной ядерной реакции:

- должны отсутствовать примеси, поглощающие нейтроны;
- количество вещества, способного делиться, должно быть достаточным для того, чтобы образующиеся нейтроны могли соударяться с другими ядрами, не покидая объем, не испытывая взаимодействия;
- скорость нейтронов должна быть достаточной, чтобы вызвать деление ядер.

Минимальное количество вещества, необходимое для осуществления цепной ядерной реакции, называется критической массой [89].

### 7.3. Конструкции реакторов

Устройства, в которых осуществляются контролируемые цепные реакции, называются **ядерными реакторами** [90].

Основная часть реактора – активная зона. Активной зоной ядерного реактора называют серию монтажных блоков, которая создает условия для запуска и поддержания контролируемой цепной реакции расщепления ядра. Размеры активной зоны должны быть такими, чтобы цепная реакция при имеющемся обогащении урана была обеспечена в течение всего периода работы реактора и при котором обеспечивалось бы надежное тепловыделение при заданной мощности реактора [95].

В активной зоне находится ядерное топливо. В качестве топлива используются уран и его сплавы, а также плутоний и его сплавы. В гетерогенных реакторах используется топливо в виде стержней, пластин и т. д., в однородных – в виде раствора солей урана и т. д. В активной зоне тепловых реакторов также находится замедлитель (вода, графит, бериллий и др.), который служит для уменьшения энергии нейтронного расщепления [96].

### 7.3.1. Основные элементы ядерного реактора

К основным компонентам ядерного реактора относятся (рисунок 6) [95]:

- Ядерное горючее (сырьевые и делящиеся вещества в реакторах – изотопы урана, плутоний, торий).
- Замедлитель и отражатель нейтронов, которые способствуют увеличению числа медленных нейтронов, наиболее эффективных для развития цепной реакции деления (графит, тяжелая или обычная вода).
- Регулирующие стержни, которые вводят в активную зону реактора для поддержания стационарного режима реактора, так как быстрое развитие реакции сопровождается выделением большого количества тепла и перегревом реактора; стержни выполнены из материалов, сильно поглощающих тепловые нейтроны (из бора, кадмия).
- Теплоноситель, который необходим для отвода тепла, образующегося в реакторе (вода, жидкий натрий и др.).
- Защитные устройства, которые применяют для защиты персонала, обслуживающего реактор, от действия на организм нейтронных потоков и  $\gamma$ -лучей (наиболее подходящим материалом защиты от  $\gamma$ -излучения является свинец. Характерным примером биологической защиты является бак свинцово-водной защиты, представляющий собой резервуар с водой, в котором размещается нижняя часть реактора. В бак устанавливаются свинцовые (стальные) пластины, обеспечивающие поглощение  $\gamma$ -излучения) [90].

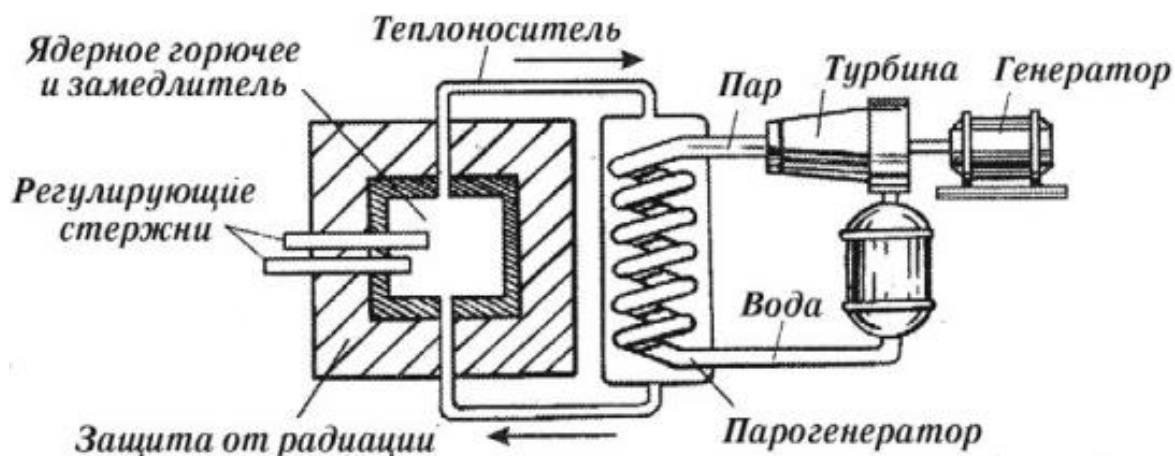


Рисунок 6 – Устройство ядерного реактора [35]

Преобразование в электрическую энергию происходит косвенно, как на обычных тепловых электростанциях. Деление в ядерном реакторе нагревает охлаждающую жидкость реактора. Хладагент может быть водой,

газом или даже жидким металлом, в зависимости от типа реактора. Затем охлаждающая жидкость реактора поступает в парогенератор и нагревает воду для создания пара. Затем сжатый пар обычно подается в многоступенчатую паровую турбину. После расширения паровой турбины и частичной конденсации пара оставшийся пар конденсируется в конденсаторе. Конденсатор – это теплообменник, соединенный со стороной оболочки, такой как река или градирня. Затем вода снова перекачивается в парогенератор, и цикл начинается снова [97].

С помощью тепла охлаждающая жидкость нагревается при перекачке через реактор, тем самым отводя энергию из реактора. Тепло от расщепления ядра используется для создания пара, проходящего через турбины, которые, в свою очередь, приводят в действие электрические генераторы.

Разные изотопы ведут себя по-разному. Например, уран U-235 – делящийся, что означает, что он легко расщепляется и выделяет много энергии, что делает его идеальным для ядерной энергетики. С другой стороны, U-238 не обладает этим свойством, несмотря на то что это тот же элемент. У разных изотопов также разные периоды полураспада [97].

*Период полураспада* – это время, необходимое для распада половины образца радиоактивного элемента. U-238 имеет более длительный период полураспада, чем U-235, поэтому со временем он распадается дольше. Это также означает, что U-238 менее радиоактивен, чем U-235.

Паровая турбина предназначена для преобразования тепла, содержащегося в паре, в механическую энергию. Машинное отделение с паровой турбиной обычно структурно отделено от основного корпуса реактора.

В случае реактора под давлением паровая турбина отделена от ядерной системы. Для обнаружения утечки в парогенераторе и, следовательно, прохождения радиоактивной воды на ранней стадии устанавливается измеритель активности, который контролирует выход пара парогенератора. Напротив, реакторы кипящей воды пропускают радиоактивную воду через паровую турбину, поэтому турбина остается частью радиологически контролируемой зоны АЭС [97].

Электрический генератор преобразует механическую энергию, подаваемую турбиной, в электрическую энергию. Используются низкочастотные синхронные генераторы переменного тока большой номинальной мощности. Система охлаждения отводит тепло из активной зоны реактора и переносит его в другую область станции, где тепловая энергия может использоваться для производства электроэнергии или для выполнения других полезных работ. Обычно горячий хладагент используется в качестве источника тепла для котла, и сжатый пар из него приводит в движение один или несколько электрических генераторов, приводимых в действие паровой турбиной [97].

В чрезвычайной ситуации предохранительные клапаны могут использоваться для предотвращения разрыва трубы или взрыва реактора. Клапаны предназначены для обеспечения всех подаваемых скоростей потока с низким повышением давления. Камеры теплообменника соединены с промежуточным контуром охлаждения [98].

Главный конденсатор – большой теплообменник с поперечным током, который принимает влажный пар, смесь жидкой воды и пара в условиях насыщения из выхлопных газов турбогенератора и конденсирует его в переохлажденную жидкую воду, чтобы его можно было перекачивать обратно в реактор насосами для конденсата и питательной воды.

Некоторые активные ядерные реакторы выделяют нерадиоактивный водяной пар. В главном конденсаторе турбины влажного пара соприкасаются с тысячами труб, по которым, напротив, течет гораздо более холодная вода. Охлаждающая вода обычно поступает из естественного водоема, такого как река или озеро [96].

Атомная энергетическая установка Пало-Верде, расположенная в пустыне примерно в 60 милях к западу от Феникса, штат Аризона, является единственной ядерной установкой, которая не использует естественные воды для охлаждения, а вместо этого использует очищенные сточные воды из столичного региона Феникс. Вода, поступающая из холодильного бассейна, либо перекачивается обратно в более высокий источник воды, либо возвращается в градирню, где она либо охлаждается для большего количества целей, либо испаряется в водяной пар, поднимающийся с верхней части градирни [97].

Уровень воды в парогенераторе и ядерном реакторе регулируется системой питательной воды. Питательный водяной насос берет воду из конденсатной системы, повышает давление и перекачивает ее либо в парогенераторы – в случае реактора под давлением воды - либо непосредственно в реактор, в реакторы с кипящей водой.

Непрерывное питание реактора имеет решающее значение для безопасной работы. Большинство атомных электростанций нуждаются, по крайней мере, в двух независимых источниках питания за пределами площадки. Они обычно обеспечиваются несколькими трансформаторами, которые достаточно разделены и могут получать энергию от нескольких линий электропередачи [95].

Кроме того, турбогенератор на некоторых атомных электростанциях может управлять нагрузкой станции, когда станция работает без необходимости внешнего источника питания. Это достигается за счет трансформаторов подстанции, которые вычитают мощность из выхода генератора, прежде чем она попадет в восходящий трансформатор [95].

Основной конструктивный элемент ядерного реактора, содержащий ядерное топливо, предназначенный для размещения ядерного топлива в активной зоне, генерации основной части тепловой энергии и передачи ее

теплоносителю, называют тепловыделяющим элементом ядерного реактора (ТВЭЛ), изображенным на рисунке 7. Наибольшее распространение в настоящее время получил стержневой тепловыделяющий элемент (рисунок 8) [98].

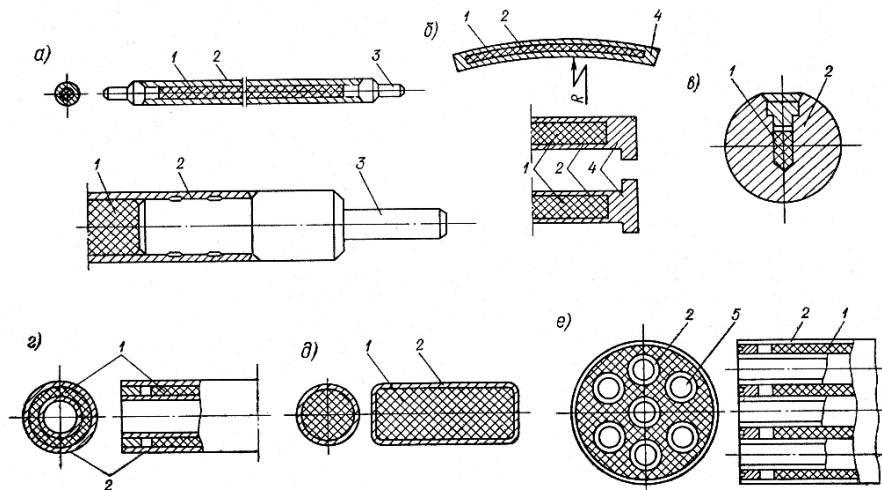
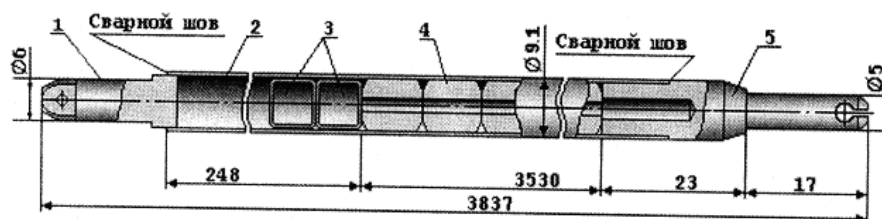


Рисунок 7 – Типы тепловыделяющих элементов: а – стержневой; б – пластинчатый; в – шаровидный; г – трубчатый; д – цилиндрический блок; е – массив топлива с трубками; 1 – топливный материал; 2 – оболочка; 3 – наконечник; 4 – край; 5 – теплоноситель



Поз.	Наименование	Материал
1	Заглушка верхняя	Сплав Zr+1%Nb
2	Оболочка	Сплав Zr+1%Nb
3	Фиксатор	Нержавеющая сталь
4	Таблетка	Двуокись урана
5	Заглушка нижняя	Сплав Zr+1%Nb

1. Размеры даны до облучения  
2. ТВЭЛ заполняется гелием

Рисунок 8 – Элемент тепловыделяющий стержневой для реакторов ВВЭР-1000

Основную часть тепловыделяющего элемента ядерного реактора, содержащую делящиеся и воспроизводящие материалы в виде металла и химических соединений или диспергированные в матрице неделящегося разбавителя, называют сердечником тепловыделяющего элемента.

ТВЭЛ представляет собой оболочку, герметизированную с обоих концов с помощью заглушек и сварки. Внутренний объем оболочки – сердечник - заполнен топливными таблетками из двуокиси урана и гелием под давлением. Столб топливных таблеток зафиксирован от перемещений двумя фиксаторами, представляющими собой цилиндрические пружинные втулки. Над столбом топливных таблеток имеется свободный объем, используемый в качестве газосборника для газообразных продуктов деления, выделяющихся в процессе эксплуатации [95].

Каждый реактор имеет органы управления и защиты. Система управления и защиты ядерного реактора (СУЗ) есть совокупность устройств, предназначенных для создания условий безопасного протекания цепной реакции на заданном уровне мощности и изменения ее при пуске, остановке, переходе с режима на режим, для обеспечения быстрого прекращения реакции деления при наступлении аварийной ситуации и для воздействия на поля энерговыделений [98].

Составной частью СУЗ является система автоматического регулирования мощности ядерного реактора (САР), которая представляет собой совокупность приборов и устройств, предназначенных для автоматического управления процессами пуска, поддержания и изменения уровня мощности ядерного реактора воздействием на рабочие органы или часть из них.

В систему СУЗ входит также система компенсации реактивности ядерного реактора (СКР), которая представляет собой совокупность приборов и устройств, предназначенных для компенсации медленных изменений реактивности ядерного реактора, обусловленных выгоранием ядерного топлива температурными и другими факторами.

Система СУЗ включает в себя также систему аварийной защиты ядерного реактора (САЗ), которая есть совокупность приборов и устройств, останавливающая реакцию или снижающая реактивность ядерного реактора до безопасного уровня в случае аварийного нарушения режимов работы реактора [97].

### **7.3.2. Технологические схемы с различными типами реакторов**

Существуют различные типы реакторов, основные различия в них обусловлены используемым топливом и охлаждающей жидкостью, используемой для определения нужной температуры активной зоны, а замедлители используются для снижения скорости нейтронов, выделяемых в результате распада ядер, для требуемой скорости цепной реакции [76].

Во всем мире примерно три четверти реакторов АЭС работают на обогащенном уране со степенью обогащения 2–4% и используют в качестве замедлителя нейтронов и теплоносителя обычную воду. Такие реакторы называют *водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР)* [76].

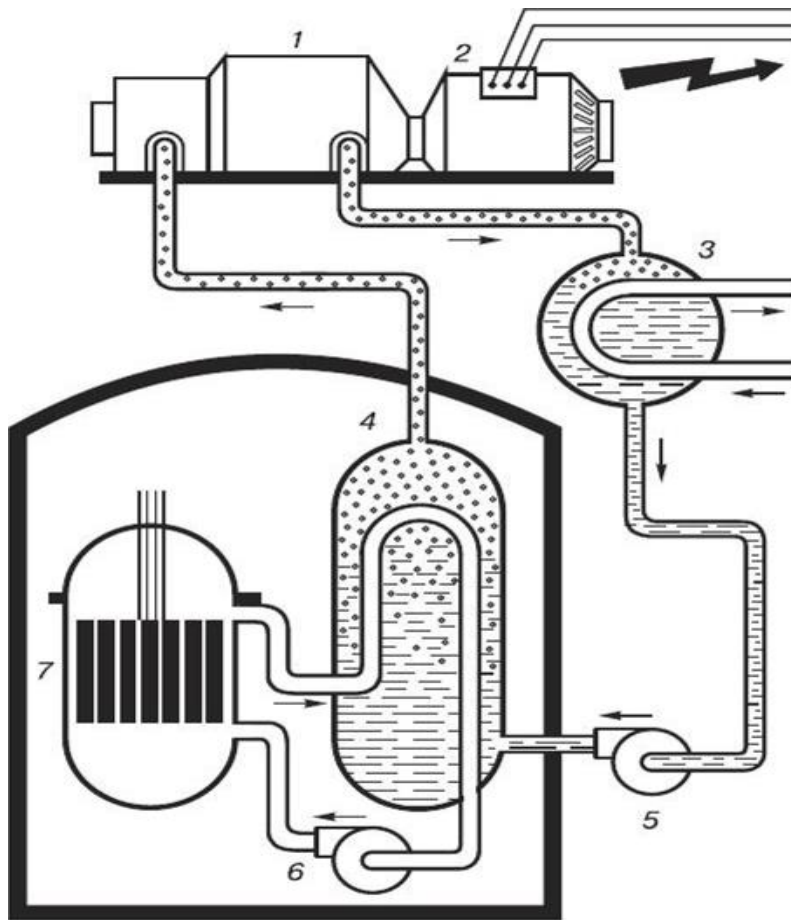


Рисунок 9 – Схема устройства АЭС с водо-водяным реактором:  
 1 – паровая турбина; 2 – электрический генератор; 3 – конденсатор пара;  
 4 – парогенератор; 5 – насос вторичной воды; 6 – насос первичной воды;  
 7 – реактор ведения реакции деления медленные нейтроны. Но в данном случае в качестве замедлителя нейтронов используется графит, а теплоносителем служит обычная вода (чернобыльский вариант) [99]

ВВЭР (рисунок 9) работает по двухконтурной схеме. Вода первого контура служит для передачи тепла от ТВЭЛов (тепловыделяющих элементов) к вторичному контуру. Пар, образующийся из воды вторичного контура, не представляющей опасности с точки зрения радиоактивности, используется для вращения паровой турбины [99].

Помимо водо-водяных реакторов, в России на АЭС имеются уран-графитовые реакторы. Одним из самых больших недостатков реакторов на медленных нейтронах является очень низкая эффективность использования урана – всего 1–1,5% потенциальной энергии, заключенной в природном уране. Такая низкая степень использования ресурсов урана типична для современных действующих АЭС на медленных нейтронах.

Решить задачу более полного использования природного ядерного горючего урана можно лишь в ядерных реакторах другого типа – *реакторах*

на быстрых нейтронах (реакторах-размножителях), схема которого представлена на рисунке 10 [99].

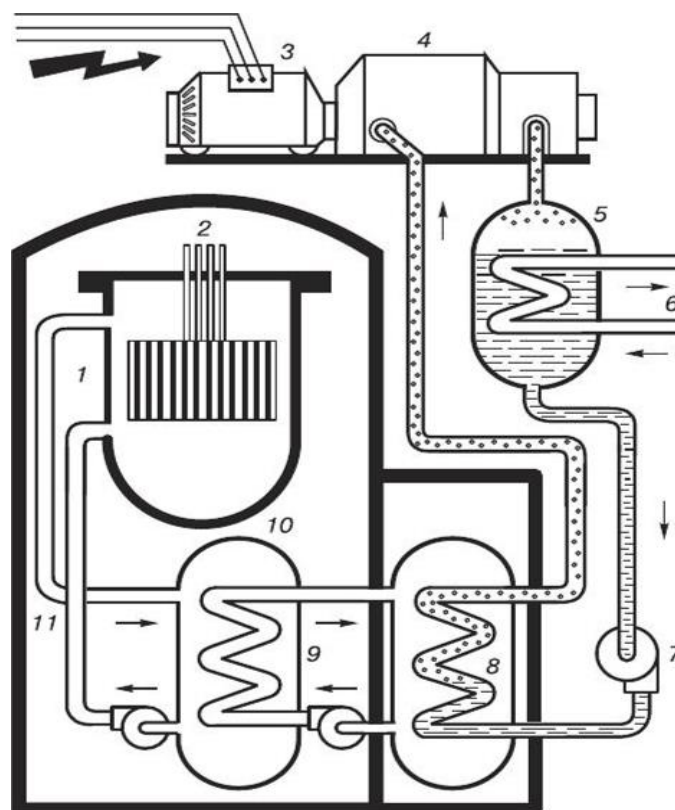


Рисунок 10 – Схема устройства АЭС с реактором на быстрых нейтронах:  
1 – реактор; 2 – регулирующие стержни; 3 – электрогенератор;  
4 – паровая турбина; 5 – конденсатор пара; 6 – охлаждающая вода;  
7 – питательный насос; 8 – парогенератор; 9 – второй натриевый контур;  
10 – теплообменник; 11 – первичный контур, теплоноситель —  
металлический натрий с реакторами на быстрых нейтронах мощностью  
600 МВт

В этих реакторах в результате ядерных превращений происходит не уменьшение, а увеличение количества ядерного горючего, способного к делению. Ядро Урана-238 ( $^{238}\text{U}$ ) в результате поглощения нейтрона переходит в ядро Плутония-239 ( $^{239}\text{Pu}$ ), который, как и Уран-235, при поглощении нейтронов дает начало цепной реакции деления. Аналогично ведет себя и изотоп Тория-232, который при взаимодействии с нейтронами образует Уран-233, склонный к реакции деления. Практически достижимым считается поднять коэффициент использования топлива до 30–40% и выше. Это не только позволит увеличить степень использования природного урана, но и резко снизит вклад стоимости ядерного топлива в общий баланс себестоимости энергии [99].



Реакторы на быстрых нейтронах имеют более сложную конструкцию, чем реакторы на тепловых нейтронах. У них нет нейтронных замедлителей, поэтому в активной зоне таких реакторов выделяется гораздо больше энергии на единицу объема [99].

В нашей стране большое внимание уделяется разработке и совершенствованию реакторов на быстрых нейтронах, в которых охлаждающей жидкостью является металлический натрий. Для предотвращения попадания радиоактивного натрия в воду при возможных нарушениях нормальной работы теплообменников в таких реакторах используется трехкорпусная система охлаждения.

Тем не менее, есть ряд проблем, которые необходимо решить до того, как реакторы размножения будут широко использованы. Эти реакторы используют высокообогащенное топливо и, помимо урана, также требуют большого количества плутония. Плутоний должен был поступать из запасов, накопленных в процессе работы реакторов на тепловых нейтронах. Изотопы плутония извлекаются из «выгоревших» ТВЭЛов, имеющих высокую активность, на специальных заводах по переработке отработанного ядерного горючего. Кроме того, плутоний извлекается из демонтируемых атомных бомб [98].

### 7.3.3. Классификация реакторов

По характеру использования (по назначению) ядерные реакторы делятся на [100-102]:

- *Энергетические реакторы*, предназначенные для получения электрической и тепловой энергии, используемой в энергетике, а также для опреснения морской воды (реакторы для опреснения также относят к промышленным) [101].

- *Транспортные реакторы*, предназначенные для снабжения энергией двигателей транспортных средств. Наиболее широкие группы применения — морские транспортные реакторы, применяющиеся на подводных лодках и различных надводных судах, а также реакторы, применяющиеся в космической технике.

- *Экспериментальные реакторы*, предназначенные для изучения различных физических величин, значение которых необходимо для проектирования и эксплуатации ядерных реакторов; мощность таких реакторов не превышает нескольких кВт.

- *Исследовательские реакторы*, в которых потоки нейтронов и гамма-квантов, создаваемые в активной зоне, используются для исследований в области ядерной физики, физики твёрдого тела, радиационной химии, биологии, для испытания материалов, предназначенных для работы в интенсивных нейтронных потоках (в том числе деталей ядерных реакторов), для производства изотопов [102].

- *Промышленные (оружейные, изотопные) реакторы*, используемые для наработки изотопов, применяемых в различных областях. Наиболее широко используются для производства ядерных оружейных материалов, например,  $^{239}\text{Pu}$ . Также к промышленным относят реакторы, использующиеся для опреснения морской воды [102].

По спектру нейтронов реакторы делятся на [101]:

- Реактор на тепловых (медленных) нейтронах («тепловой реактор»),
- Реактор на быстрых нейтронах («быстрый реактор»),
- Реактор на промежуточных нейтронах,
- Реактор со смешанным спектром.

В зависимости от способа размещения топлива (по размещению топлива) реакторы делятся на:

- Гетерогенные реакторы, где топливо размещается в активной зоне дискретно в виде блоков, между которыми находится замедлитель;
- Гомогенные реакторы, где топливо и замедлитель представляют однородную смесь.

В гетерогенном реакторе топливо и замедлитель могут быть разделены пространственно, в частности, в реакторе с резонатором замедлитель-отражатель окружает полость с топливом, не содержащим замедлителя. С точки зрения ядерной физики критерием однородности / неоднородности является не проект, а размещение топливных блоков на расстоянии, превышающем длину замедления нейтронов в данном замедлителе. Поэтому реакторы с так называемой «узкой сеткой» считаются однородными, хотя обычно топливо отделяется от замедлителя.

Ядерные топливные блоки в гетерогенном реакторе называются топливными группами (ТВС), которые размещаются в ядре в узлах регулярной сетки, образуя ячейки.

Также существуют классификации реакторов:

По виду топлива [103]:

- изотопы урана  $^{235}\text{U}$ ,  $^{238}\text{U}$ ,  $^{233}\text{U}$ ,
- изотоп плутония  $^{239}\text{Pu}$ , также изотопы  $^{239-242}\text{Pu}$  в виде смеси с  $^{238}\text{U}$  (МОХ-топливо),
- изотоп тория  $^{232}\text{Th}$  (посредством преобразования в  $^{233}\text{U}$ ).

По химическому составу:

- металлический U,
- $\text{UO}_2$  (диоксид урана),
- UC (карбид урана) и т. д.

По виду теплоносителя [101]:

- $\text{H}_2\text{O}$ ,
- газ,
- $\text{D}_2\text{O}$  (тяжёлая вода),
- реактор с органическим теплоносителем,
- реактор с жидкометаллическим теплоносителем,

- реактор на расплавах солей,
- реактор с твёрдым теплоносителем.

По роду замедлителя:

- С (графит),
- Н<sub>2</sub>О (вода),
- D<sub>2</sub>О (тяжёлая вода),
- Ве, ВеО,
- гидриды металлов,
- без замедлителя.

По конструкции:

Оба варианта являются подвидами гетерогенных реакторов:

- корпусные реакторы,
- канальные реакторы.

По способу генерации пара:

- реактор с внешним парогенератором,
- кипящий реактор.

#### 7.4. Основной топливный цикл

Цикл ядерного топлива представляет собой целую последовательность повторяющихся производственных процессов, от добычи топлива (включая производство электроэнергии) до утилизации радиоактивных отходов. В зависимости от типа ядерного топлива и конкретных условий топливные циклы могут варьироваться в деталях, но общая концепция остается неизменной [104].

Ядерным топливом для современных реакторов является уран. Таким образом, все фазы и процессы ядерного цикла определяются физико-химическими свойствами этого элемента [105].

**Ядерное топливо может быть [105]:**

- Природное урановое, содержащее делящиеся ядра <sup>235</sup>U, а также сырьё <sup>238</sup>U, способное при захвате нейтрона образовывать плутоний <sup>239</sup>Pu;
- Вторичное топливо, которое не встречается в природе, в том числе <sup>239</sup>Pu, получаемый из топлива первого вида, а также изотопы <sup>233</sup>U, образующиеся при захвате нейтронов ядрами тория <sup>232</sup>Th;
- Металлические, включая сплавы;
- Оксидные (например, UO<sub>2</sub>);
- Карбидные (например, PuC<sub>1-x</sub>);
- Нитридные;
- Смешанные (PuO<sub>2</sub> + UO<sub>2</sub>).

### 7.4.1. Газоцентрифужная технология

Газовая центрифуга – это устройство для разделения газов различной молекулярной массы [106].

Наиболее известными газовыми центрифугами для разделения изотопов являются, прежде всего, современный метод обогащения урана для ядерной энергии и ядерного оружия. Перед обогащением естественная смесь изотопов урана в виде гексафторида урана переводится в газовую фазу.

Высокое разделение достигается за счет использования множества отдельных газовых центрифуг, собранных в каскад, который последовательно увеличивает обогащение Урана-235 при значительно более низких затратах энергии, чем ранее используемый способ диффузионного каскадного разделения изотопов. Технология газовых центрифуг, безусловно, самый дешевый способ разделения изотопов урана, потребляет гораздо меньше энергии, чем другие методы, и имеет много других преимуществ [107].

#### Устройство газовой центрифуги

Наиболее важным элементом газовой центрифуги (рисунок 11) является так называемый ротор. Цилиндр (труба) вращается с высокой скоростью в специальном вакуумном корпусе. При увеличении частоты вращения ротор из-за механических свойств вращающейся системы последовательно проходит через частоты, на которых возникают резонансные колебания. Центрифуги, работающие при частоте вращения ротора выше резонансной частоты, называются сверхкритическими, ниже – подкритическими [106].

Рабочий материал представляет собой газообразное соединение природного урана, либо гексафторида урана, получаемого из природного оксида урана ( $U_3O_8$ ), либо тетрафторида урана ( $UF_4$ ).  $UF_6$  подается в центрифугу через линию подачи и поступает в пространство ротора рядом с осью ротора в центральной секции. Благодаря высокой скорости вращения ротора (линейная скорость по периферии составляет более 600 м/с) газ концентрируется на стенках. На валу ротора образуется слегка дозированная зона разбавления. Эффективное разделение компонентов смеси происходит только при осевой циркуляции газа внутри ротора. Такая циркуляция обеспечивается внешним источником тепла, создающим осевой температурный градиент. Во время циркуляции наибольшие различия в концентрациях легких и тяжелых изотопов устанавливаются в последней части центрифуги (нижней и верхней соответственно). Легкая изотопно богатая фракция (продукт) удаляется в выходной трубопровод с помощью газопробоотборника. Тяжелая фракция – свалка (или хвост) – удаляется [106].

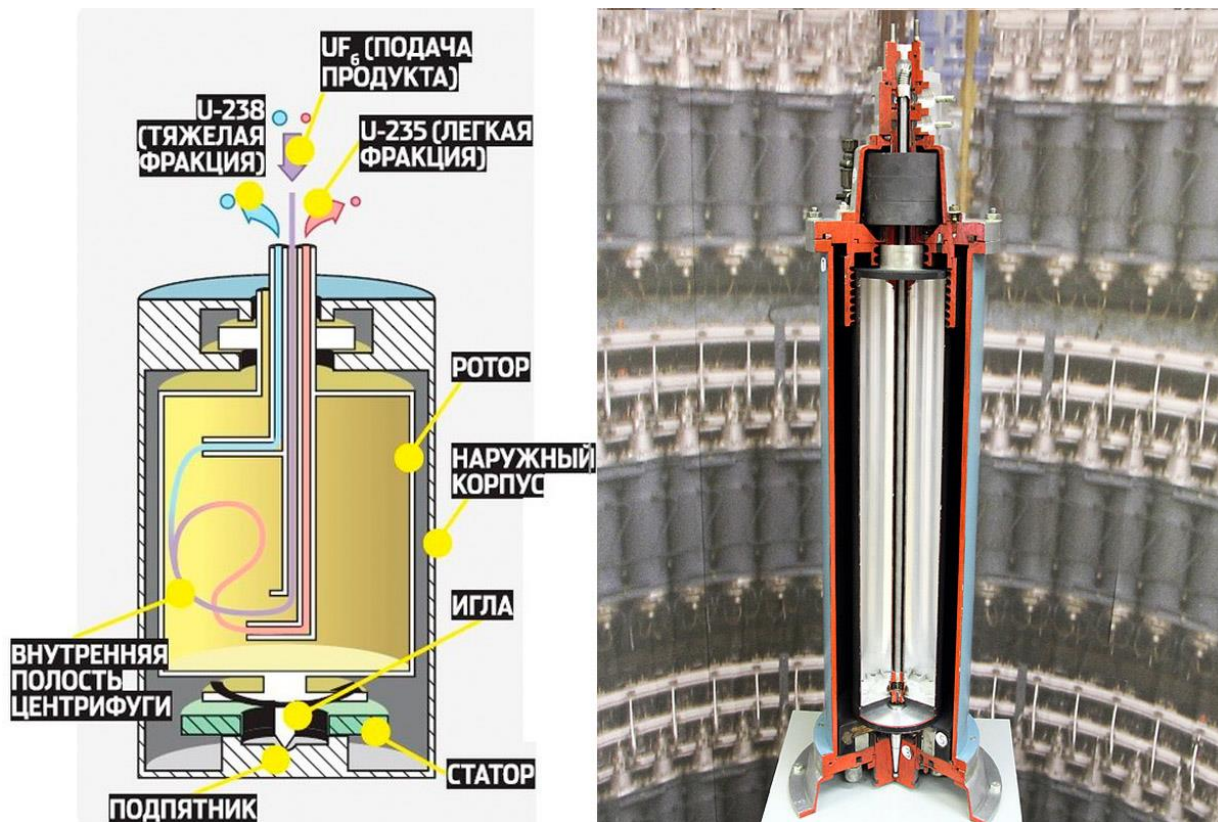


Рисунок 11 – Устройство и внешний вид газовой центрифуги

Наиболее секретными элементами и определяющими для работы центрифуги устройствами были и остаются: нижняя опора ротора, магнитный подшипник, двигатель и др., что представляет собой определенное ноу-хау и запатентовано в различных патентах. Параметрами, влияющими на разделительную способность центрифуги, являются её геометрические размеры (длина ротора: около 1 метра у российских подкритических газовых центрифуг, до 7–12 метров у URENCO и США; диаметр), скорость вращения ротора, а также наличие циркуляции газа в осевом направлении [107].

Для атомной энергетики различают два вида ЯТЦ – открытый (разомкнутый) и закрытый (замкнутый).

### **Открытый (разомкнутый) топливный цикл**

В разомкнутом (открытом) ЯТЦ отработанное ядерное топливо считается высокоактивными радиоактивными отходами и вместе с остаточными делящимися изотопами исключается из дальнейшего использования — поступает на хранение или захоронение. Поэтому разомкнутый ЯТЦ характеризуется низкой эффективностью использования

природного урана (до 1%). Широкое применение открытого типа ЯТЦ обусловлено достаточно невысокими ценами на уран [104].

*Преимущества* [104]:

1. Отсутствует основной источник загрязнения окружающей среды радионуклидами – радиохимический завод, то есть отсутствует наиболее радиационно опасное производство.
2. Радиоактивные вещества постоянно находятся в твёрдом состоянии в герметичной упаковке (в ОТВС), не происходит их «размазывание» по огромным площадям в виде растворов, газов при «штатных» и нештатных выбросах и т. д.
3. Исчезают все проблемы, связанные со строительством и будущим выводом из эксплуатации радиохимического завода: финансовые и материальные затраты на строительство и эксплуатацию завода, в том числе на зарплату, электро-, тепло-, водоснабжение, на огромное количество защитного оборудования и техники, химических реагентов, агрессивных, ядовитых, горючих и взрывоопасных веществ.

*Недостатки* [104]:

1. Большая стоимость долговременных хранилищ и полигонов для захоронения.
2. Возникают трудности обеспечения долговременной изоляции ТВС от биосферы (существует реальная опасность освобождения радионуклидов в случае разрушения ТВЭЛов при их длительном хранении).
3. Необходимость постоянной вооруженной охраны захоронений (возможность хищения делящихся нуклидов из захоронений террористами также представляется реальной).
4. Неэкономичность по сравнению с ЗЯТЦ и неполное использование потенциала ЯТ.

### **Закрытый (замкнутый) топливный цикл**

В замкнутом ЯТЦ на радиохимических предприятиях (рисунок 12) осуществляется переработка *отработанного ядерного топлива* (ОЯТ) с целью возврата в цикл невыгоревшего Урана-235, почти всей массы Урана-238, а также изотопов энергетического плутония, образовавшихся при работе ядерного реактора. Из ядерного топлива выделяют ценные компоненты, которые используют для изготовления нового ядерного горючего. При этом активность отходов, подлежащих окончательному захоронению, минимизируется [104, 108].

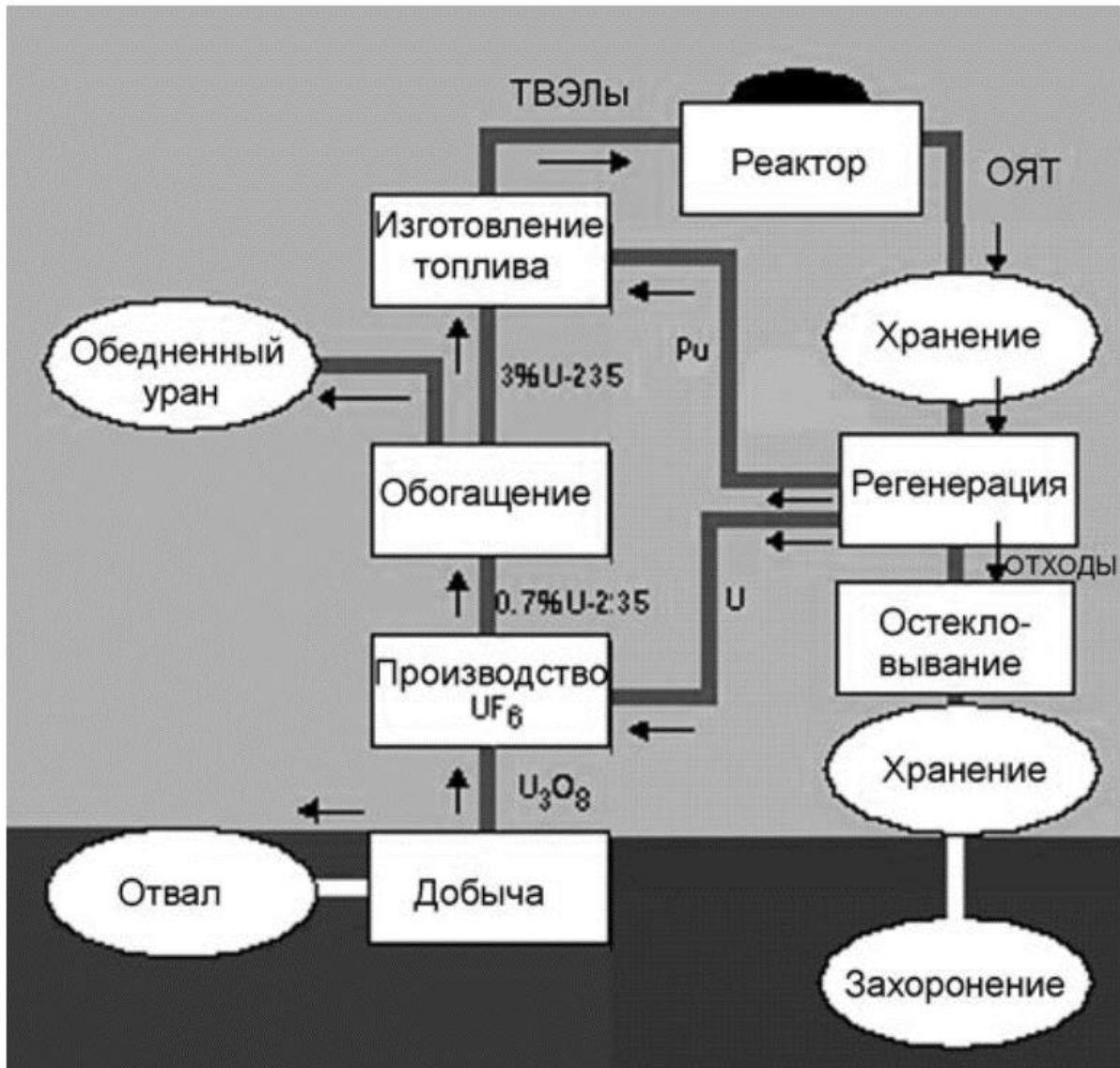


Рисунок 12 – Схема замкнутого топливного цикла [109]

Замкнутый ЯТЦ второго типа предполагает утилизацию энергетического и оружейного плутония посредством развития производства, смешанного уран-плутониевого топлива (МОХ-топлива) из диоксидов урана и плутония ( $UO_2$ ,  $PuO_2$ ) для реакторов на быстрых и тепловых нейтронах. Повышение эффективности использования ядерного топлива и возможность вовлечения в ЯТЦ плутония как ценного энергоносителя являются основными аргументами в пользу замкнутого цикла. В замкнутом топливном цикле ядерное топливо урановых реакторов рассматривается как важнейший элемент сырьевой базы отрасли [108]. Обосновывается это тем, что ОЯТ содержит значительное количество делящихся изотопов, возвращение которых в ЯТЦ после переработки расширит сырьевую базу ядерной энергетики. После удаления топлива из реактора топливные стержни проходят обработку на перерабатывающих

заводах, где они дробятся и растворяются в кислоте. После специальной химической обработки из отработанного топлива выделяют два ценных продукта: плутоний и неиспользованный уран. Примерно 3% топлива при этом остается в качестве высокоактивных отходов. После битумирования (или остекловывания) эти высокорadioактивные материалы подлежат длительному захоронению. 96% урана, который используется в реакторе, остается в исчерпанном топливе (в реакторе расходуется не более 1% U-235). Оставшаяся часть топлива преобразуется в теплоту и радиоактивные продукты распада, а некоторая часть в плутоний и другие актиноиды [109].

*Преимущества [105]:*

1. Переработка отработанного ядерного топлива может иметь некоторые экономические выгоды при восстановлении неиспользованного урана и плутония, который был произведен в реакторе.
2. Переработка топлива уменьшает объём высокорadioактивных и опасных отходов, которые необходимо надлежащим образом хранить, что также имеет определенную экономическую целесообразность.
3. В отработанном ядерном топливе содержится примерно 1% плутония. Это очень хорошее ядерное топливо, которое не нуждается ни в каком процессе обогащения, оно может быть смешано с обедненным ураном (так называемое смешанное оксидное топливо или МОХ-топливо) и поставляться в виде свежих топливных сборок для загрузки в реакторы. Его можно использовать для загрузки в будущие реакторы-размножители.
4. Восстановленный уран может возвращаться на дополнительное обогащение, или поставляться в виде свежего топлива для действующих реакторов.
5. Закрытый топливный цикл является эффективной системой максимального использования урана без его дополнительной добычи на рудниках (в энергетических единицах экономия составляет примерно 30%) и именно поэтому промышленность сразу одобрила такой подход.

*Недостатки [105]:*

1. Возможно загрязнение окружающей среды радионуклидами
2. Требуется гораздо больших финансовых затрат, в отличие от открытого ЯТЦ [104].

Эффективность и экономическая целесообразность использования ядерного топлива хорошо продемонстрированы на рисунке 13.





Рисунок 13 – Сравнение энергоёмкости различных видов источников энергии [111]

#### 7.4.2. Переработка отработанного ядерного топлива

Необходимость переработки истощенного ядерного топлива обусловлена [109]:

- возможностью регенерирования неиспользованного урана и плутония в отработанных тепловыделяющих элементах;
- возможностью уменьшения количества высокоуровневых радиоактивных отходов.

Обычно отработанное топливо содержит до 1% Урана-235 и несколько меньшее количество плутония, поэтому переработка экономит ресурсы, предотвращая нерациональный расход ценных материалов. Переработка позволяет повторять ядерный цикл в свежих тепловыделяющих элементах, сохраняя, таким образом, приблизительно до 30% естественного урана. Это смешанное оксидное топливо – важный ресурс (смешанное – потому что окись урана смешивается с продуктом переработки отработанного ядерного топлива) [112].

Отходы, выделяемые при переработке, превращаются в компактные, прочные, нерушимые твердые капсулы, которые удобнее хранить, чем объемные потребляемые теплогенерирующие элементы.

На сегодняшний день из гражданских энергетических реакторов уже переработано более 75 000 тонн потребляемого ядерного топлива, а годовой объем переработки составляет около 5000 тонн [111].

Отработанные топливные сборки, удаленные из реактора, очень радиоактивны и генерируют тепло. Поэтому их помещают в большие резервуары, наполненные водой («бассейны выдержки»), которые охлаждают их, а трехметровый слой воды поглощает опасное излучение. В таком состоянии они остаются (непосредственно в реакторном отсеке или на перерабатывающем заводе) в течение нескольких лет, пока радиоактивность значительно не уменьшится. Для большинства видов ядерного топлива его переработка начинается примерно через пять лет после выброса из реактора.

Обычный легкий водный реактор мощностью 1000 МВт ежегодно производит до 25 тонн истощенного топлива. После предварительного охлаждения его можно перевозить в специальных защитных контейнерах, которые вмещают всего несколько (пять – шесть) тонн отработанного топлива, но сами по себе весят до 100 тонн (за счет защиты). Транспортировка отходов и других отходов высокого уровня строго регулируется специальными правилами, обеспечивающими максимальную безопасность для людей и окружающей среды [112].

Переработка отработанного оксидного топлива начинается с растворения топливных стержней в азотной кислоте. После этого производится химическое разделение урана и плутония. Плутоний и уран могут быть отнесены к началу топливного цикла (уран на установку дооснащения и плутоний непосредственно на предприятия по производству топлива). Оставшаяся жидкость после удаления плутония и урана представляет собой отходы высокого уровня, содержащие около 3% истощенного топлива. Радиоактивность этих отходов высока, и они продолжают выделять много тепла [111].

*МОХ-топливо* (англ. *Mixed-Oxide fuel*) – ядерное топливо содержит несколько видов оксидов расщепляемого материала. Прежде всего, этот термин относится к смеси оксидов плутония и природного урана, обогащенного урана или обедненного урана, которые по смыслу цепной реакции сходны (но не идентичны) с оксидом низкообогащенного урана. МОХ можно использовать в качестве дополнительного топлива для наиболее распространенного типа ядерных реакторов: легкая вода на тепловых нейтронах. Однако более эффективным использованием МОХ-топлива является сжигание в реакторах с быстрыми нейтронами.

Использование переработки ОЯТ и использование и выделенного плутония в качестве МОХ-топлива в тепловых реакторах снижает потребность в уране до 30%.

Содержание оксида плутония во МХЕ составляет от 1,5 до 25–30 процентов веса.

Одним из привлекательных свойств МОХ-топлива является то, что при его производстве избыток оружейного плутония, который в противном случае был бы радиоактивными отходами или мог быть использован для производства ядерного оружия, может быть необратимо утилизирован.

Также МОХ-топливо можно получить путем переработки облученного топлива из энергетических реакторов АЭС.

Впервые МОХ-топливо было испытано в 1963 году, но его широкое коммерческое использование в тепловых реакторах началось только в 1980-х годах. Использование МОХ-топлива в существующих реакторах требует отдельного лицензирования, иногда это требует некоторых усовершенствований реакторов, например введения большего количества управляющих стержней. Часто МОХ-топливо составляет от трети до половины всего топлива, так как большие количества требуют значительных изменений или специально разработанного реактора.

По данным Всемирной ядерной ассоциации, за всю историю коммерческих реакторов использовалось более 2 тыс. тонн МОХ-топлива, но в мире на складах накопилось 1,6 млн тонн обедненного урана. Только на этих запасах, без учета расходуемого ядерного топлива, быстрые нейтронные реакторы позволяют обеспечить текущее мировое потребление энергии в течение 326 лет.

Крупным производителем МОХ-топлива является французский завод в Мелоксе, который ежегодно выпускает 195 тонн продукции.

Промышленное производство МОХ-топлива "Росатом" началось в сентябре 2015 года на своем горно-химическом комбинате в Железногорске Красноярского края. МОХ-топливо производится в России и на опытных производствах других предприятий Росатома: НИИАРА (Димитровград, Ульяновская область) и "Производственного объединения «Маяк» (НО Озерск, Челябинская область).

Плутоний составляет около 1% облученного ядерного топлива. Приблизительное соотношение изотопов:  $^{239}\text{Pu}$  52 %,  $^{240}\text{Pu}$  24 %,  $^{241}\text{Pu}$  15 %,  $^{242}\text{Pu}$  6 %,  $^{238}\text{Pu}$  2%. Все они являются либо делимыми материалами, либо могут быть преобразованы в делимые материалы во время трансмутации.

Недостатками его использования являются нестабильное состояние топлива, гораздо более строгие требования к режимам охлаждения и регулирования реактора.

*Радиоактивные отходы* – это отходы, содержащие радиоактивные изотопы химических элементов и не могут использоваться, в отличие от отработанного ядерного топлива [113].

Согласно Федеральному закон Российской Федерации от 21 ноября 1995 года № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии»), *радиоактивные отходы* – это ядерные материалы и радиоактивные вещества, дальнейшее использование которых не предусмотрено [114].

Понятие «радиоактивные отходы» часто путают с понятием «отработанное ядерное топливо» или считают их синонимами. Эти понятия следует различать. Отработавшее ядерное топливо представляет собой тепловыделяющие элементы, содержащие остатки ядерного топлива и множество продуктов деления, в основном  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{90}\text{Sr}$ , широко применяемые в промышленности, сельском хозяйстве, медицине и научной деятельности. Поэтому оно является ценным ресурсом, в результате переработки которого получают свежее ядерное топливо и источники изотопов [113].

Особый вид РАО представляют жидкие технологические радиоактивные отходы (названия употребляются сокращенно: ЛРВ и Ж) – промышленные отходы, содержащие радиоактивные нуклиды искусственного происхождения, то есть образовавшиеся в результате деятельности предприятий того типа оборонной и атомной промышленности, предприятий ядерного топливного цикла, атомных электростанций, при эксплуатации атомных кораблей флота, в производстве и использовании продукции, радиации, а также при авариях [113].

#### 7.4.3. Источники появления отходов

Радиоактивные отходы образуются в различных формах с весьма разными физическими и химическими характеристиками, такими, как концентрации и периоды полураспада составляющих их радионуклидов. Эти отходы могут образовываться [114]:

- в газообразной форме, как, например, вентиляционные выбросы установок, где обрабатываются радиоактивные материалы;
- в жидкой форме, начиная от растворов сцинтилляционных счётчиков из исследовательских установок до жидких высокоактивных отходов, образующихся при переработке отработавшего топлива;
- в твёрдой форме (загрязнённые расходные материалы, стеклянная посуда из больниц, медицинских исследовательских установок и радиофармацевтических лабораторий, остеклованные отходы от переработки топлива или отработавшего топлива от АЭС, когда оно считается отходами).

*Условно радиоактивные отходы делятся на [113]:*

- низкоактивные (делятся на четыре класса: А, В, С и GTCC (самый опасный));
- среднеактивные (законодательство США не выделяет этот тип РАО в отдельный класс, термин в основном используется в странах Европы);
- высокоактивные.

Законодательство США выделяет также трансурановые РАО. К этому классу относятся отходы, загрязнённые альфа-излучающими трансурановыми радионуклидами, с периодами полураспада более 20 лет и

концентрацией большей 100 нКи/г, вне зависимости от их формы или происхождения, исключая высокоактивные РАО. В связи с долгим периодом распада трансураниевых отходов их захоронение проходит тщательнее, чем захоронение малоактивных и среднеактивных отходов. Также особое внимание этому классу отходов выделяется потому, что все трансураниевые элементы являются искусственными и поведение в окружающей среде и в организме человека некоторых из них уникально [115].

### **Контрольные вопросы:**

1. Что такое ядерная энергетика?
2. Какие реакции позволяют получить ядерную энергию?
3. Как называется международная организация для развития сотрудничества в сфере мирного использования атомной энергии?
4. В каких областях применяется ядерная инженерия?
5. Кем в 1911 году была предложена модель атома?
6. Какой размер имеют атомы?
7. Что такое изотопы?
8. Назовите типы радиоактивного распада
9. В каком году было произведено первое деление атома?
10. Реакции при которых нейтрон, воздействуя на расщепляющийся атом, вызывает деление, приводящее к большему количеству нейтронов, чем одно, которое было израсходовано в начальной реакции, называются?
11. В каких единицах может быть измерена радиоактивность?
12. Как называется первый в мире искусственный ядерный реактор?
13. При соблюдении каких условий возможно протекание ядерной реакции?
14. В каких устройствах протекают контролируемые ядерные реакции?
15. Что такое «критическая масса»?
16. Что такое «период полураспада»?
17. Какие типы тепловыделяющих элементов Вы знаете?
18. Какой химический элемент чаще всего применяется в ядерных реакторах в качестве исходного материала?
19. По какому признаку возможна классификация ядерных реакторов?
20. Какие виды ядерного топлива применяются в настоящее время?
21. Для чего применяется газовая центрифуга?
22. Что в себя включает топливный цикл?
23. В чем особенность МОХ-топлив?
24. Что такое радиоактивные отходы?
25. На какие классы принято делить радиоактивные отходы?

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данном учебном пособии авторы постарались найти наиболее доступный формат представления большого объема информации с целью ознакомления с основными видами топливно-энергетических ресурсов и их основными характеристиками. В учебном пособии представлен обзор различных видов органического и ядерного топлива, используемых в России и в мире. В каждой из семи глав в доступном формате кратко представлены конкретные теоретические материалы для самостоятельной работы.

Пособие написано и структурировано таким образом, чтобы обучающиеся могли самостоятельно понимать термины, понятия, теории и другие нюансы предмета. Порядок изложения тем в руководстве удобен для понимания и логичен. Сначала представлена информация о традиционных видах ископаемого топлива, их свойствах и технических параметрах, затем повествование переходит к достаточно новым и актуальным биотопливам и экспериментальным методам определения энергетических свойств сжигаемых видов топлив, включающие традиционные топлива и биотоплива. Учебник завершается информацией о ядерном топливе, его свойствах и применимости в современном мире. Авторы считают, что представление и расположение этого материала в таком виде облегчат процессы восприятия и усвоения написанного.

Это учебное пособие поможет студентам узнать о топливно-энергетических ресурсах, традиционных углеводородных источниках энергии, а также о ядерной энергетике. Авторы надеются, что данное пособие вызовет у студентов научный интерес и пробудит их творческие способности в приобретении новых знаний в этой области.

Учебное пособие предназначено в первую очередь для студентов вузов и лиц, которые интересуются материалами в области топливно-энергетических ресурсов. Оно также может быть полезно преподавателям, руководителям компаний и специалистам, осуществляющим свою деятельность в этой или смежных областях. Авторы будут благодарны читателям за замечания и предложения как по улучшению содержания учебного пособия, так и по форме изложения материала.

### **Список использованных источников**

- [1] Сжигание и термическая переработка органических топлив. Твердое топливо: учебное пособие / А.Б. Бирюков, И.П. Дробышевская, Ю.Е. Рубан. – Донецк: ГВУЗ «ДонНТУ», 2014. – 232с.
- [2] Технология биотоплив: учебное пособие / Е. Д. Гельфанд. – САФУ: Архангельск, 2012. – 60 с.

- [3] Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). СПб: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. 256с.
- [4] Энергетика: история, настоящее и будущее: Книга 1. От огня и воды к электричеству / Бондаренко В.И., Варламов Г.Б., Вольчин И.А., Карп И.М., Колоколов О.В., Кравченко Т.Г., Кузьменко А.М., Ландау Ю.О., Лукьянчиков В.С., Мойсеенко О.В., Пивняк Г.Г., Подгуренко В.С., Сигал И.Я., Скляр П.Т., Чернявский М.В., Широков С.В., 2012-2013. – Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-1>
- [5] Энергетические угли восточной части России и Казахстана: Справочник / В.В. Богомоллов, Н.В. Артемьева, А.Н. Алехнович и др. Челябинск: Изд-во УралВТИ, 2004, 304с.
- [6] Теория топочных процессов / Г. Ф. Кнорре, К. М. Арефьев, А. Г. Блох и др.; Под ред. Г. Ф. Кнорре, И. И. Палеева. - Москва ; Ленинград : Энергия, 1966, 491 с.
- [7] Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов / Под ред. Э.Х. Вербовецкого и Н.Г. Жмерика. СПб.: Изд-во АООТ «НПО ЦКТИ», 1996. 270с.
- [8] Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы) / ЦКТИ- ВТИ. Л.: ОНТИ ЦКТИ, 1971. 309 с.
- [9] Деев Л.В., Балахничев Н.А. Котельные установки и их обслуживание. М.:Высшая Школа, 1990.- 239с.
- [10] ГОСТ 25543-2013. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам. 2013.
- [11] Справочник геолога-угольщика. Издание 2. / Миронов К.В. М.: Недра, 1991, 363 стр.
- [12] ГОСТ 2093-82 Топливо твердое. Ситовый метод определения гранулометрического состава. 1983.
- [13] ИТС 37-2017 Добыча и обогащение угля. М: Бюро НДТ, 2017, 294с.
- [14] ГОСТ 4790-93 Топливо твердое. Определение и представление показателей фракционного анализа. Общие требования к аппаратуре и методике. 1982.
- [15] ГОСТ 15489.1—93 Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Метод определения коэффициента размолоспособности по ВТИ. 1993.
- [16] Влага в углях как параметр качества продукции / Е.Н. Чернышева, Уголь, 2016, 125–127.
- [17] ГОСТ Р 52911-2013 Топливо твердое минеральное. Определение общей влаги. 2015.
- [18] Методы исследования свойств твердых топлив: учебное пособие / В.И. Николаева, К.В. Буваков, Р.Б. Табакаев. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 92 с.

- [19] Топливо и его использование / А.А. Бутько, О.И. Родькин. – Минск: МГЭУ им. А.Д. Сахарова, 2012. – 32 с.
- [20] ГОСТ Р 55660-2013 Топливо твердое минеральное. Определение выхода летучих веществ. 2015.
- [21] ГОСТ 2160-2015 Топливо твердое минеральное. Определение действительной и кажущейся плотности. 2017.
- [22] Лесных А.В., Пономарева А.А. Органические топлива и их энерготехнологическое использование: учебное пособие для вузов / Политехнический институт (Школа) ДВФУ. – Владивосток: Изд-во Дальневост. федерал. ун-та, 2020. – 1 CD [168 с.]. – ISBN 978-5-7444-4788-5.
- [23] Мордасов Д.М., Мордасов М.М. Технические измерения плотности сыпучих материалов: Учеб. пособие. Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2004. 80 с.
- [24] ГОСТ Р 54225-2010 Топливо твердое из бытовых отходов. Определение насыпной плотности. 2012.
- [25] ГОСТ 32987-2014 Биотопливо твердое. Определение насыпной плотности.
- [26] ИТС 38-2017 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. 2018.
- [27] ГОСТ Р 55661-2013 (ИСО 1171:2010) Топливо твердое минеральное. Определение зольности (с Изменением N 1). 2015.
- [28] Ватин Н.И., Петросов Д.В., Калачев А.И., Лахтинен П. Применение зол и золошлаковых отходов в строительстве // Инженерно-строительный журнал, №4, 2011, с. 16-21.
- [29] ГОСТ 32978-2014 Топливо твердое минеральное. Определение плавкости золы. 2016.
- [30] Физико-химические свойства горючих ископаемых и методы их исследования: учеб. пособие для вузов / В. Г. Самойлик. – Донецк: ДОННТУ, 2017. – 193 с.
- [31] А.С. Фомичев, Д.А. Корецкий, А.С. Заворин. Прогнозирование отложений угольной золы в топках энергетических котлов на основе численного моделирования // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 322. № 4, с. 35-38.
- [32] О.А. Казакова, А.С. Заворин, А.В. Казаков. Оценка технологических параметров при энергетическом использовании угля таловского месторождения томской области // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 4, с. 45-50.
- [33] А.С. Заворин, Ю.Я. Раков. Феноменологические модели образования натрубных отложений в котлах // Известия Томского политехнического университета. 2005. Т. 308. № 1, с. 144-150.



- [34] Е.А. Бойко, И.В. Загородний. Комплексное исследование интенсивности шлакования поверхностей нагрева котлоагрегата при сжигании непроектных топлив. Проблемы энергетики, 2020, том 22, № 6, с. 111-116.
- [35] Плотникова И.Н. Фракционный состав нефти и методы его изучения: Учебно-методическое пособие. Казань: Казанский университет, 2012. – 30 с.
- [36] ГОСТ 10585-2013 Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия. 2015.
- [37] Орловский, С.Н. Теория горения и взрыва [Электронный ресурс]: учеб. пособие / С.Н. Орловский; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2019. – 318 с.
- [38] Горение и газификация органических топлив : учеб. пособие / В.А. Мунц, Е.Ю. Павлюк. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 148 с.
- [39] ГОСТ 6258-85 Нефтепродукты. Метод определения условной вязкости. 1986.
- [40] В.А. Дорогочинская, И.Р. Облащикова, Т.И. Сочевко, А.Ю. Килякова, Е.В. Голованова. Нефтепродукты. Топлива, смазочные масла и пластичные смазки. Определение основных показателей качества. Учебно-методическое пособие. - М.: ФГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013 – 74 с.
- [41] ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. 2002.
- [42] ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. 1992.
- [43] ГОСТ 4333-2014 Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле. 2016.
- [44] Е.Г. Волковыский, А.Г. Шустер. Экономия топлива в котельных установках. М.: Энергия, 1973. - 304 с.
- [45] П.С. Кибрик, Г.Р. Либерман. Эксплуатация котельных установок небольшой производительности. М.: Энергия, 1969. - 359 с.
- [46] Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие./ Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – 550 с.
- [47] Зверева Э.Р. Ресурсо-, энергосберегающие технологии в мазутных хозяйствах тепловых электрических станций: Монография. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. – 184 с.
- [48] Физико-химические свойства природного газа. Методическое пособие. УПЦ филиал ООО “Газпром трансгаз Екатеринбург”. 2008 - 109с.
- [49] Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Е. Е. Кожевникова ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2020. – 2,25 Мб ; 90 с.

- [50] ИТС 29-2017 Добыча природного газа. Москва: Бюро НДТ, 2017,- 276с.
- [51] ГОСТ 31369-2008 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава. 2010.
- [52] А.Г. Илиев Гидрогазодинамика Конспект лекций. Шахты 2018, - 63с.
- [53] Механика жидкости и газа : учеб. пособие для студентов учреждений высшего образования по техническим и технологическим специальностям / А. А. Андрижиевский. – Минск : БГТУ, 2014. – 203 с.
- [54] И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.- 59с.
- [55] В.Э. Пчелинцев, А.И. Карнюшкин, В.Н. Горячева, Е.А. Елисеева. Анализ зависимости взрываемости метано-воздушной смеси от стехиометрической концентрации и пути ее снижения / Материалы I Международной научно-практической конференции «Горизонты образования», ОмГПУ, Омск, 2020, с. 421-424.
- [56] Технологический регламент по контролю загазованности воздуха рабочей зоны предприятий горнорудной и нерудной промышленности. – М.: ИД «Святогор», 2006, 76 с.
- [57] Д.Е. Рыбкин. Где и как пахнет газ. Разные подходы к одоризации / Газовая промышленность. Спецвыпуск №3, 2016, с. 76-81.
- [58] Melikoglu, M., Singh, V., Leu, S.-Y., Webb, C., & Lin, C. S. K. (2016). *Biochemical production of bioalcohols. Handbook of Biofuels Production, 237–258.*
- [59] Sindhu, R., Binod, P., Pandey, A., Ankaram, S., Duan, Y., & Awasthi, M. K. (2019). *Biofuel Production from Biomass. Current Developments in Biotechnology and Bioengineering, 79–92.*
- [60] Hartmann, H. (2017). Solid Biofuels, Fuels, and Their Characteristics. *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology, 1–36.*
- [61] ГОСТ 33103.1-2017. Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива. Часть 1. Общие требования. 2018.
- [62] ГОСТ 33103.2-2017 Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива. Часть 2. Классификация древесных пеллет. 2019.
- [63] ГОСТ 33103.3-2017 Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива. Часть 3. Классификация древесных брикетов. 2018.
- [64] ГОСТ 33103.4-2017 Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива. Часть 4. Классификация древесной щепы. 2018.
- [65] ГОСТ 33103.5-2017 Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива. Часть 5. Классификация дров. 2018.

- [66] ГОСТ 33103.6-2017 Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива. Часть 6. Классификация недревесных пеллет. 2018.
- [67] ГОСТ 33103.7-2017 Биотопливо твердое. Технические характеристики и классы топлива. Часть 7. Классификация недревесных брикетов. 2018.
- [68] ГОСТ 34091-2017 Биотопливо твердое. Номенклатура показателей качества. 2018.
- [69] ГОСТ 3243-88 Межгосударственный стандарт. Дрова. Технические условия. 1990.
- [70] Электронный ресурс- Портал Neftegaz.ru, техбиблиотека: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/148129-teplotvornaya-sposobnost-topliva/>
- [71] ГОСТ 147-2013 Топливо твердое минеральное. Определение высшей теплоты сгорания и расчет низшей теплоты сгорания (с Поправкой). 2015.
- [72] ГОСТ Р 8.816-2013 ГСИ. Газ природный. Объемная теплота сгорания. Методика измерений с применением калориметра сжигания с бомбой. 2014.
- [73] Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Кузнецов Н.В. и др. (ред.). М: Энергия, 1973. – 296 с.
- [74] Ачеркан Н.С. Справочник машиностроителя. В 6-ти т. М: МАШГИЗ, 1955-1961, том 2, с. 251-253.
- [75] Атомная энергия: Первое знакомство. — М. : Кучково поле Музеон, 2020. —128 с.
- [76] Ядерная энергетика // Большой энциклопедический словарь / Гл. ред. А. М. Прохоров. — 1-е изд. — М. : Большая российская энциклопедия, 1991. — 572 с.
- [77] Cravens, Gwyneth. Power to Save the World: the Truth about Nuclear Energy. — New York: Knopf., 2007. – 375 p.
- [78] Дерябин, А.С. Ядерная энергетика. Технологии атомной энергетики, ядерного топливного цикла // Аллея науки. – 2018. – Т. 8. – № 11. – С. 501-508.
- [79] Крупнейшие атомные электростанций в мире на 2019 год // New-Science.ru. – 2019. – Режим доступа: <https://new-science.ru/15-krupnejshih-atomnyh-elektrostancij-v-mire-na-2019-god/New-Science.ru> <https://new-science.ru/15-krupnejshih-atomnyh-elektrostancij-v-mire-na-2019-god>
- [80] Н.Н. Белокобыльский Транспортная безопасность. Термины. Понятия. Определения. – М.: Статут, 2016. – 354 с.
- [81] Атомный ледокольный флот// ROSATOM.RU [сайт]. – 2020. – Режим доступа: <https://www.rosatom.ru/production/fleet>.

- [82] Прикладная ядерная космофизика. Учебное пособие / К. А. Боярчук, А.М. Гальпер, С.В. Колдашов, С.Е. Улин // Под. ред. А.М. Гальпера. – М.: МИФИ, 2007. – 216 с.
- [83] Ядерная медицина // ROSATOM.RU [сайт]. – 2020. – Режим доступа: <https://www.rosatom.ru/production/medicine>.
- [84] Аппаратное обеспечение методов лучевой терапии / Т.А. Ермолина, Н.А. Мартынова, О.Е. Карякина и др. – Архангельск: ИПЦ САФУ, 2012. – 126 с.
- [85] Rutherford, E. The Scattering of  $\alpha$  and  $\beta$  Particles by Matter and the Structure of the Atom // Philosophical Magazine. – 1911. – S. 6. – V. 21. – P. 123.
- [86] Бейдер Р. Атомы в молекулах. Квантовая теория. М.: Мир, 2001. — 532 с.
- [87] Gregory R. Choppin, Jan-Olov Liljenzin, Jan Rydberg. Radiochemistry and Nuclear Chemistry. — Elsevier, 2013. – 866 p.
- [88] Боголюбов Н.Н., Логунов А.А., Оксак А.И., Тодоров И.Т. Общие принципы квантовой теории поля. — Москва: Наука, 1987. —616 с.
- [89] Гришина, Э.Н. Физика в таблицах и схемах / Э.Н. Гришина, И.Н. Веклюк. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2014. - 190 с.
- [90] Физика атомного ядра // Fizi4ka.ru[сайт]. – 2020. – Режим доступа: <https://fizi4ka.ru/egje-2018-po-fizike/fizika-atomnogo-jadra.html>
- [91] Радиоактивный распад / Википедия [сайт]. – 2020. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Радиоактивный\\_распад](https://ru.wikipedia.org/wiki/Радиоактивный_распад)
- [92] Физика. Базовый и профильный уровни / Г.Я. Мякишев, Б.Б. Буховцев, В.М. Чаругин // Под ред. В.И. Николаева, Н.А. Парфентьевой. – 19-е изд. – М.: Просвещение, 2010. – 399 с.
- [93] Левин В. Е. Ядерная физика и ядерные реакторы / 4-е изд. — М.: Атомиздат, 1979. – 412 с.
- [94] Международное агентство ядерной энергетике (МАГАТЭ) – Режимдоступа: <https://www.iaea.org/ru/resursy>
- [95] Фейнберг С. М., Шихов С. Б., Троянский В. Б. Теория ядерных реакторов. — В 2-х томах. — М.: Атомиздат, 1978.
- [96] Angelo, Joseph A. Nuclear technology. — USA: Greenwood Press, 2004. —647 p.
- [97] Атомная электростанция / Википедия [сайт]. – 2020. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Атомная\\_электростанция](https://ru.wikipedia.org/wiki/Атомная_электростанция)
- [98] Ядерные энергетические установки: учебно-методический комплекс/ В. Усс. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2008. – 20 с.
- [99] Промышленная экология: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению "Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии" / В. А. Зайцев. - Москва : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. - 382 с.

- [100] Ядерный реактор / Википедия [сайт]. – 2020. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Ядерный\\_реактор](https://ru.wikipedia.org/wiki/Ядерный_реактор)
- [101] Бушуев, Н. И. История и технология ядерной энергетики : учебное пособие / Н. И. Бушуев. — Москва : МИСИ – МГСУ, 2015. — 232 с.
- [102] Бекман, И.Н. Ядерная индустрия. Курс лекций, - М., 2005, - 20 с.
- [103] Балошин, Ю. А. Физические основы ядерной энергетики : учебное пособие / Ю. А. Балошин, Ю. П. Заричняк, М. В. Успенская. — Санкт-Петербург : НИУ ИТМО, [б. г.]. — Часть II — 2015. — 88 с.
- [104] Energy Information Administration (EIA). International Energy Outlook. — 2013. — С. 24. — 312 p.
- [105] Ядерный топливный цикл / Википедия [сайт]. – 2020. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Ядерный\\_топливный\\_цикл](https://ru.wikipedia.org/wiki/Ядерный_топливный_цикл)
- [106] Газовая центрифуга / Википедия [сайт]. – 2020. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Газовая\\_центрифуга](https://ru.wikipedia.org/wiki/Газовая_центрифуга)
- [107] ZIPPE: The development of short bowl Ultra-centrifuges. University of Virginia, Report No. EP-4420-101-60 U (1960).
- [108] Росатом. – Режим доступа: <https://rosatom-overseas.com/ru>.
- [109] А. В. Очкин. Проблемы переработки отработавшего топлива современных энергетических реакторов // Теоретические основы химической технологии. — 2014. — Т. 48, вып. 1. — С. 37–42.
- [110] Замкнутый ядерный топливный цикл // Государственная корпорация атомной энергии «РОСАТОМ». – 2020. – Режим доступа: <http://science.spb.ru/files/tehplatformy/neutron/presentation/files/assets/common/downloads/publication.pdf>
- [111] Производство ядерного топлива // ROSATOM.RU [сайт]. – 2020. – Режим доступа: <https://rosatom.ru/journalist/media/infographics/proizvodstvo-yadernogo-topliva>.
- [112] Объединенная конвенция о безопасности обращения с отработавшим топливом и безопасности обращения с радиоактивными отходами (Вена, 5 сентября 1997 года). Ратифицирована Федеральным законом РФ от 4 ноября 2005 года № 139-ФЗ (вступила в силу для России 19.04.2006) – 18 с.
- [113] Радиоактивные отходы / Википедия [сайт]. – 2020. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Радиоактивные\\_отходы](https://ru.wikipedia.org/wiki/Радиоактивные_отходы)
- [114] А.В. Балихин. О состоянии и перспективах развития методов переработки отработавшего ядерного топлива. (рус.) // Комплексное использование минерального сырья. — 2018. — № 1. — С. 71—87.
- [115] Principles of Radioactive Waste Management Safety Fundamentals // International Atomic Energy Agency. – 1195. – 24 p.

Пономарева Алина Александровна  
Самуйлова Евгения Олеговна  
Лесных Андрей Викторович

## **Топливо-энергетические ресурсы**

**Учебное пособие**

В авторской редакции

Редакционно-издательский отдел Университета ИТМО

Зав. РИО

Н.Ф. Гусарова

Подписано к печати

Заказ №

Тираж

Отпечатано на ризографе

**Редакционно-издательский отдел**  
**Университета ИТМО**  
197101, Санкт-Петербург, Кронверкский пр., 49, литер А